

Hans Michaelis und Carsten Salander (Hrsg.)

HANDBUCH KERNENERGIE

Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik

1995

Handbuch Kernenergie



Hans Michaelis und Carsten Salander (Hrsg.)

Handbuch Kernenergie

Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik

1995



4. Auflage 1995

Titelfoto: Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar
(Foto: Guntram Gerst, Stuttgart; mit freundlicher Genehmigung
der Neckarwerke AG, Esslingen)
Einband: Grafik Design Heidinger, Stuttgart
Gesetzt mit LaTeX von Carsten Salander, Bad Sachsa
Belichtung und Bildbearbeitung von LaserSatz Thewalt, Wiesenbach
Druck und Verarbeitung durch Druckberatung Sattler, Bruchköbel

Verlag
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft
der Elektrizitätswerke m.b.H. – VWEW
Rebstöcker Str. 59
D-60326 Frankfurt am Main

ISBN 3-8022-0426-3

Vorwort

(1) Mit der vorliegenden neuen und vollständig überarbeiteten Auflage des »Handbuch Kernenergie« wird das 1986 bereits zum dritten Mal erschienene Handbuch auf den neuesten Stand gebracht. Wiederum wird damit der Versuch gemacht, die Kernenergieproblematik in ihrer Gesamtheit zu sehen und darzustellen: physikalisch-technisch, rohstoff-, energie- und industriewirtschaftlich, binnen- und außenwirtschaftlich, unter Umwelt- und Sicherheitsaspekten wie schließlich auch politisch im weitesten Rahmen. Wir wagen aber keine moralische Wertung wie etwa A. Lovins, der – wie manche seiner Adepten in Deutschland – für sich in Anspruch nimmt, das Energieproblem ganzheitlich, d.h. technisch, wirtschaftlich, gesellschaftlich und sogar ethisch zu begreifen und aus dieser Schau zu lösen. Zu Recht hielt schon auf dem Bundesparteitag der SPD im Dezember 1979 der damalige Bundeskanzler H. Schmidt seinem Kontrahenten E. Eppler entgegen, jeder, gleich ob Kernenergiebefürworter oder Kernenergiegegner, habe für seine Haltung gute moralische Gründe. Das hat sich auch bis heute nicht geändert!

(2) Dieses Buch stellt die Kernenergie in ihren energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Zusammenhang. In der Tat, die Kernenergie mit ihren Chancen und Risiken kann nur gesehen und bewertet werden unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen und umweltbezogenen Chancen und Risiken jener Energien, die sie ergänzen müssen oder ersetzen sollen. Deshalb sind in diesem Handbuch die anderen Energieträger (Stein- und Braunkohle, Öl, Erdgas und Wasserkraft), die Energieumwandlungen (hier vor allem die Elektrizitätswirtschaft und die Veredelung von Kohle und Kohlenwasserstoffen), rationelle Energieverwendung und auch die »Erneuerbaren« (wie Wind- und Solarenergie) umfassend behandelt worden, und das nicht nur im nationalen, sondern auch im internationalen Kontext. Auf die so abgegrenzte, nicht der Kernenergie direkt zuzuordnende Energiewirtschaft und Energiepolitik entfallen allein etwa 25 % des Gesamtumfangs der Darstellungen dieses Buches, das damit wohl zu Recht mit dem Untertitel »Kompendium der Energiewirtschaft und Energiepolitik« ausgewiesen wird.

(3) Die Ereignisse der vergangenen Jahre, insbesondere auch die deutsche Wiedervereinigung, die anstehende Vollendung des europäischen Binnenmarktes auch auf dem Energiesektor und die Öffnung der Länder des Ostblocks erforderten eine grundlegende Überarbeitung nicht nur aufgrund neuer Fakten und Daten, sondern, mehr noch, um der veränderten Situation bei der Nutzung der Kernenergie Rechnung zu tragen.

(4) Die im Jahr 1986 eingetretene Reaktorkatastrophe in Tschernobyl, die eine starke Akzentuierung der Kernenergiekontroverse bis hinein in die Existenzfrage: »Ausstieg ja oder nein?« bewirkte, haben wir bewußt in voller Breite in der neuen Auflage belassen, da die Kenntnisse hierüber sicher für zukünftige Generationen von Kernenergiefachleuten von großer Wichtigkeit sind. Das gleiche gilt auch für Beschreibungen zum Schnellen Brüter, zum Hochtemperaturreaktor und zur Wiederaufarbeitung von ausgedienten Kernbrennstoffen. Auch, wenn diese Aktivitäten derzeit in Deutschland zum Erliegen gekommen sind und die entsprechenden Anlagen entweder gar nicht fertiggestellt, in Betrieb genommen oder bereits wieder stillgelegt wurden, so sind diese Projekte doch gute Beispiele für eine kompetente, sorgfältige und zumeist auch

auf internationaler Basis abgesicherte Arbeit. Sie können deshalb durchaus als Schulbeispiel für andere zukünftige kerntechnische Projekte gelten.

Wir hoffen, der Leser wird deshalb erkennen, daß, ungeachtet aller nach wie vor kontroversen Fragen, ein in sich geschlossenes und widerspruchsfreies Bild der Lage und der Entwicklungsmöglichkeiten der Kernenergie hat gezeichnet werden können, zumal die Geschichte der Kernenergie nach Meinung der Herausgeber noch nicht zu Ende geschrieben ist. In dieser Auffassung sind wir u.a. bestärkt durch die Informationen über die entsprechenden Entwicklungen im Ausland, insbesondere in Frankreich, Japan und den übrigen ostasiatischen Staaten.

(5) Wie schon bei der vorhergehenden Auflage haben die Herausgeber sachkundige Kollegen gewinnen können, die ihr spezielles Fachwissen in den einzelnen Gebieten dargestellt bzw. auf den neuesten Stand gebracht haben. Der Leser wird sicher feststellen, daß dies gelungen ist. Da Meinungsverschiedenheiten gar nicht oder kaum aufgetreten sind, glauben wir, daß das Zusammenwirken einer Vielzahl von Autoren die Kohärenz der Aussage nicht beeinträchtigt hat. Umso mehr wird das Handbuch dadurch den hohen Ansprüchen an Informationsgehalt und Zuverlässigkeit wiederum gerecht werden. Hierfür sagen wir unseren Co-Autoren aufrichtigen Dank.

(6) Für die Gestaltung des Textes für dieses Buch wurde das von L. Lamport auf der Basis des von D. E. Knuth entwickelten TEX-Programms geschaffene LATEX, für die meisten Abbildungen und Diagramme das von M. J. Wichura entwickelte PICTEX verwendet. Bei der Bearbeitung des umfangreichen Textes leisteten uns H. Kopka sowohl mit seinen Büchern[1,2] als auch persönlich sowie Dr. V. Thewalt[3] wertvolle Hilfe. Sehr umfangreiche Unterstützung erfuhren wir aber bei allen mit LATEX zusammenhängenden Fragen sowie auch bei der sachlichen Prüfung des Textes durch Dr. rer. nat. habil. G. Green und Dipl.-Phys. B. Heber vom Institut für Kernphysik der Universität Kiel, denen deshalb ebenfalls unser besonderer Dank gilt.

(7) Zu danken ist schließlich dem Verlag, der es bei der Vorbereitung und Herstellung der neuen Auflage trotz bis zur letzten Minute vorgebrachten Änderungswünschen fertiggebracht hat, dieses Buch dennoch termingerecht fertigzustellen – ohne dabei zu verzagen. Insbesondere hat Frau G. Jungekrüger mit ihren vielfältigen und wertvollen Anregungen dazu beigetragen, daß das vorliegende Buch auch im Satz und äußerlich ansprechend wirkt und daß auch die im Auftrag des Verlages von Dr. V. Thewalt erstellten Druckfolien allen gestellten Qualitätsanforderungen genügten.

Im Oktober 1995, H. Michaelis und C. Salander

[1] H. Kopka: *LATEX – Eine Einführung*, Bonn, München 1992.
[2] H. Kopka: *LATEX – Erweiterungsmöglichkeiten*, Bonn, München 1991.
[3] Firma LaserSatz Thewalt, 69257 Wiesenbach.

Inhaltsverzeichnis

Die Herausgeber

Prof. Dr. Hans Michaelis, geb. 1914 in Duisburg, studierte ab 1932 Mathematik und Naturwissenschaften und sodann Volkswirtschaftslehre an den Universitäten Freiburg i. Br., Berlin und Bonn. Promotion 1938 in Bonn. 1938 bis 1941 Wirtschaftssachverständiger der Preisbildungsstelle Bremen, sodann bis Kriegsende Referent beim Reichskommissar für die Preisbildung in Berlin, zuletzt zuständig für Grundsatzfragen der Preispolitik, unterbrochen durch Einsatz an der Ostfront, schwer verwundet vor Moskau am 23. Januar 1942, längerer Lazarettaufenthalt.

Nach dem Krieg war Michaelis zunächst Berater (Advisor) für Preispolitik des Supreme Headquarter Allied Expeditionary Forces (SHAEF) in Frankfurt/M. (1945)[4], sodann Leiter der Preisbildungsstelle Rheinland-Hessen-Nassau (Rheinland-Pfalz) und Generalsekretär des Preisrats für die französische Besatzungszone in Baden-Baden (1946 bis 1950) sowie Leiter des Referats Preispolitik im Bundesministerium für Wirtschaft (1950 bis 1953).

Michaelis gehörte 1950 und 1951 der deutschen Schuman-Plan-Delegation unter Prof. Hallstein in Paris an, sodann 1951 und 1952 dem Interimsausschuß zur Schaffung einer Europäischen Verteidigungsgemeinschaft, gleichfalls in Paris. Ab 1953 war er insgesamt 25 Jahre lang in der europäischen Verwaltung in Luxemburg und Brüssel tätig: Abteilungsleiter der Hohen Behörde (bis 1959), Generaldirektor für Wirtschaft der Europäischen Atomgemeinschaft (bis 1967), Generaldirektor für Forschung und Technologie der (fusionierten) Kommission der Europäischen Gemeinschaften (bis 1971) und Berater dieser Kommission für Fragen der internationalen Rohstoffpolitik (ab 1972).

Seit 1969 liest Michaelis als Professor an der Universität zu Köln über Energie, vor allem Kernenergie, das Thema dieses Buches. Michaelis war neben anderem Mitglied der Conservation Commission der Weltenergiekonferenz, Generalberichterstatter der 11. Weltenergiekonferenz in München und Mitglied der Enquete-Kommission »zukünftige Kernenergie-Politik« des 9. Deutschen Bundestages. Er war bis Ende 1994 Mitglied der Enquete-Kommission »Schutz der Erdatmosphäre« des 11. und 12. Deutschen Bundestages.

Insgesamt über 500 Veröffentlichungen über Preispolitik, Preisbildung bei öffentlichen Aufträgen (Allein-Herausgeber des ständig fortgeführten Standardkommentars Michaelis/Rhösa »Preisbildung bei öffentlichen Aufträgen«, Stuttgart, seit 1953), Europäische Integration (»Energiemarkt und Energiepolitik in einer Europäischen Union«, Frankfurt, 1976), Energiepolitik (»Existenzfrage Energie«, Düsseldorf, Wien, 1980), Kernenergie (»Atomenergie heute«, München 1966, »Bericht über die Kernenergiepolitik der Gemeinschaft«, Brüssel, 1966), Forschungs- und Technologiepolitik sowie Rohstoffpolitik (»Europäische Rohstoffpolitik«, Brüssel, 1975 und Essen, 1976).

Dr. Carsten Salander, geb. 1933 in Bremen, studierte ab 1952 Physik an den Universitäten Göttingen, Heidelberg (Diplom 1958) und Kiel (Promotion 1963). Ab 1958 arbeitete Salander wissenschaftlich im Kernforschungszentrum Geesthacht der GKSS, zunächst an Problemen des organisch moderierten Reaktors und ab 1963 als Projektleiter für den Fortgeschrittenen Druck-

[4] Es sei hingewiesen auf Fußnote 20 zu Kapitel 1.2, S. 21.

wasserreaktor (FDR) für das Kernenergie-Forschungsschiff NS. Otto Hahn. Von 1968 bis 1970 war seine wesentliche Aufgabe die Durchführung der Hafenanlaufverhandlungen für die »Otto Hahn«.

Von 1970 bis 1973 arbeitete Salander als Wissenschaftsreferent (Botschaftsrat I) an der Botschaft der Bundesrepublik Deutschland in London. Das Aufgabengebiet reichte von der Grundlagenforschung in der Medizin bis zur Computer- und Weltraumtechnik, allerdings mit einem Schwerpunkt auf der deutsch-britischen Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Kerntechnik.

1974 übernahm Salander mit der Leitung der Technisch-wissenschaftlichen Abteilung der PreussenElektra Aktiengesellschaft in Hannover die Zuständigkeit für die Kernkraftwerke des Elektrizitätsversorgungsunternehmens. In die Zeit der folgenden Jahre fielen die großen Pro und Kontra Veranstaltungen und Demonstrationen, insbesondere, nachdem Salander 1975 zunächst nebenamtlich in die Geschäftsführung der von der Elektrizitätswirtschaft gegründeten Entsorgungs-Projektgesellschaft PWK und ab 1977 vollamtlich in den Vorstand der Deutschen Gesellschaft zur Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH (DWK) berufen wurde.

In den Jahren der Berufstätigkeit hat Salander zahlreiche Fachbeiträge wissenschaftlicher und übergeordneter Art veröffentlicht und viele Vorträge gehalten. Von 1980 bis 1987 nahm er darüber hinaus einen Lehrauftrag an der Universität Hannover über das Thema des nuklearen Brennstoffkreislaufes wahr und seit 1994 hält er im Rahmen eines Lehrauftrages Vorlesungen über die Geschichte der Energietechnik an der Technischen Universität Clausthal. Seit 1958 bis heute versorgt er außerdem englischsprachige Fachzeitschriften (Nuclear Engineering International, Nuclear News, Modern Power Systems) als Deutschlandkorrespondent mit Nachrichten über die Energiesituation in Deutschland.

Die Autoren des Handbuch Kernenergie

(In [· · ·] sind die jeweils bearbeiteten Kapitel angegeben.)

Barthel, Fritz, Dr., Dipl.-Mineraloge, Wissenschaftlicher Direktor, Leiter des *Referat Metallrohstoffe, Kernenergierohstoffe, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe*, 30655 Hannover. [5.2.2.1]

Bjurström, Sten, Dr. rer. nat., Präsident der *SKB Svensk Kärnbränslehantering AB*, S-10240 Stockholm, Schweden. [4.2.2.2, 4.2.2.7]

Bolle, Anne, cand. oecon., bis 1995 bei der *International Energy Agency (IEA)*, Paris, jetzt *Statcraft SF*, N-1322 Norwegen. [3.1.2, 3.1.4, 3.2.2.3, 3.2.2.4]

Christiansen, Jörg, Dipl.-Kaufmann, Geschäftsführer der *ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch*, 20097 Hamburg. [4.2.1, 4.2.2]

Czakainski, Martin, Dipl.-Betriebswirt, Dipl.-Kaufmann, Chefredakteur der *Energiewirtschaftliche Tagesfragen »et«*, 45219 Essen. [3.1.3.4, 4.2.3, 4.2.5, 4.2.6]

Dienes, Karsten, Dr. jur., Justitiar, *RWE Energie Aktiengesellschaft*, 45117 Essen. [7.1]

Duckwitz, Carl Alexander, Dr., Geschäftsgebiet *Kernbrennstoffkreislauf* der *Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU*, 91058 Erlangen. [5.4]

Düngen, Helmut, Dipl.-Volkswirt, wissenschaftlicher Mitarbeiter am *Lehrstuhl für Energiewirtschaft – Universität GH Essen*, 45117 Essen. [3.1.5]

Ebinghaus, Kurt, bis 1994 *Siemens AG, Bereich Energieerzeugung (KWU)*, 51429 Bergisch Gladbach. [2.4]

Eidens, Jochem, Dr. rer. nat., stellvertretender Leiter des *Projekt Kernfusion, Forschungszentrum Jülich GmbH*, 52425 Jülich, Assoziation Euratom/KFA. [1.4, 2.5]

Eßmann, Jürgen, Dipl.-Phys., *PreussenElektra AG*, 30457 Hannover. [2.7]

Faross, Peter, Abteilungsleiter, *Generaldirektion Energie, Kommission der Europäischen Gemeinschaften*, B-1049 Brüssel, Belgien. [3.2.2.2]

Feldmann, Alfred, Dr., Strahlenbiologe, bis 1987 ständiger Vertreter des Geschäftsführenden Direktors am *Institut für Biotechnologie, Forschungszentrum Jülich GmbH*, 52428 Jülich. [6.1]

Friedrich, Rainer, Dr.-Ing. habil., Abteilungsleiter am *Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung* der *Universität Stuttgart*, 70565 Stuttgart. [4.3.6]

Glattes, Gerhard, Rechtsanwalt, bis 1995 Geschäftsführer der *Uranerzbergbau-GmbH*, 50389 Wesseling. [5.2.2.3]

Häckel, Erwin, Prof. Dr., M. A., apl. Professor für Politikwissenschaft an der *Universität Konstanz*; wissenschaftlicher Mitarbeiter am *Forschungsinstitut der Deutschen Gesellschaft für Auswärtige Politik*, 53113 Bonn. [8]

Harder, Herbert, Dr. rer. nat., bis 1992 *Asea Brown Boveri Aktiengesellschaft (ABB)*, 68001 Mannheim. [2.3.3]

Haug, Peter, Dr. phil. nat., Generalbevollmächtigter des *Deutsches Atomforum e. V. (DAtF)*, 53113 Bonn. [4.4]

Hertel, Gottfried, Rechtsanwalt, ehemaliger Geschäftsführer der *Deutsche-Kernreaktor-Versicherungs-Gemeinschaft*, 50935 Köln. [6.4]

Hicken, Enno F., apl. Prof. Dr.-Ing., Direktor am *Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik ISR, Forschungszentrum Jülich GmbH*, 52425 Jülich. [6.2.1–6.2.5, 6.2.7]

Hunzinger, Werner, Dr. phil., Physiker, Chefexperte, *Colenco Power Consulting AG*, CH-5405 Baden, Schweiz. [4.2.4]

Jacke, Siegfried, Regierungsdirektor, *Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie*, 53175 Bonn. [4.5]

Kaiser, Karl, Prof. Dr. rer. pol., Professor für Politikwissenschaft an der *Universität Bonn*; Otto-Wolff-Direktor des *Forschungsinstituts der Deutschen Gesellschaft für Auswärtige Politik*, 53113 Bonn. [8]

Kasper, Klaus, Dr.-Ing., Direktor der *RWE Energie Aktiengesellschaft*, 45117 Essen. [4.3]

Kegel, Karl-Ernst, Assessor des Bergfachs, Hauptgeschäftsführer der *Wirtschaftsvereinigung Bergbau e. V.*, 53113 Bonn. [3.3.2]

Kienle, Friedrich, Dr. rer. nat., Leiter der *Abteilung Kernenergie, Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e. V.*, 60596 Frankfurt. [2.2.2, 2.2.3]

Knizia, Klaus, Prof. Dr.-Ing., Dr.-Ing. E.h., bis 1992 Vorsitzender des Vorstandes der *Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW)*, 44139 Dortmund. [4.6]

Knorr, Jürgen, Prof. Dr., Technische Universität Dresden, Vorsitzender der *Kerntechnischen Gesellschaft e. V.*, 01062 Dresden. [2.8]

Köberlein, Klaus, Dr.-Ing., *Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH*, 85748 Garching. [6.2.6]

Krey, Manfred, Dipl.-Ing., Leiter der *Abteilung Öffentlichkeitsarbeit, Urenco Deutschland GmbH, Betrieb Jülich*, 52409 Jülich. [5.3]

Krische, Ernst-Ullrich, Dipl.-Geologe, Leiter *Marktforschung und Dokumentation, Uranerzbergbau-GmbH*, 50389 Wesseling. [5.2.1]

Krug, Hans-Heinrich, Dr. rer. nat., Leiter *BV Communication, Siemens AG, Bereich Energieerzeugung, Geschäftsgebiet Kernbrennstoffkreislauf*, 91058 Erlangen. [5.4]

Kuckshinrich, Wilhelm, Dr. rer. pol., Programmgruppe *Systemforschung und Technologische Entwicklung, Forschungszentrum Jülich GmbH*, 52425 Jülich. [7.2]

Lindholm, Ingemar, Mitarbeiter der *SKB Svensk Kärnbränslehantering AB*, S-10240 Stockholm, Schweden. [4.2.2.2, 4.2.2.7]

Maaßen, Uwe, Dipl.-Volkswirt, *Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V.*, Geschäftsführer *Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.* 50858 Köln. [3.3.2]

Melіß, Michael, Prof. Dr.-Ing., *Fachhochschule Aachen, Abt. Jülich*, 52428 Jülich. [3.7]

Michaelis, Hans, Prof. Dr. rer. pol., Generaldirektor a.D. et e.h. der *Kommission der Euro-päischen Gemeinschaften*, Brüssel, Professor an der *Universität Köln*, 50933 Köln. [3.1.1, 3.1.3, 3.1.3.4, 3.1.3.5, 3.2.1, 3.2.2.1, 4.3.6, 7.3, 7.5.5.6, 7.6.5, 7.6.6,]

Mohrhauer, Hans, Dr. rer. nat., Dipl.-Chem., Geschäftsführer der *Urenco Deutschland GmbH, Betrieb Jülich*, 52409 Jülich. [5.3]

Müller, Wolfgang D., Chefredakteur i.R., *Projekt Kernenergiegeschichte der Kerntechnischen Gesellschaft (KTG)*, 40882 Ratingen. [7.5]

Müller-Michaelis, Wolfgang, Dr., bis 1991 Generalbevollmächtigter der *Deutsche BP Aktiengesellschaft*, Hamburg, bis 1994 Energiebeauftragter *Sächsische Staatsregierung*, jetzt Direktor *Stiftung Frauenkirche Dresden*, 01067 Dresden. [3.4]

Nickel, Michael, Dipl.-Volksw., *Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V.*, 60596 Frankfurt. [3.5]

Paschke, Manfred, Dr. rer. nat., Leiter des betrieblichen Strahlenschutzes, *Abteilung Sicherheit und Strahlenschutz, Forschungszentrum Jülich GmbH*, 52425 Jülich. [6.1]

Petroll, Manfred, Dipl.-Math., Leiter *Presse und Information, Deutsches Atomforum e.V. (DAtF)*, 53113 Bonn. [4.4]

Poll, Helmut, Dipl.-Wi.-Ing., Leiter der H.-Abt. *Controlling Kraftwerke, RWE Energie Aktiengesellschaft*, 45117 Essen. [4.3]

Renn, Ortwin, Prof. Dr. rer. pol., Ordinarius für *Technik- und Umweltsoziologie* an der Universität Stuttgart und Vorstand der *Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg*, 70565 Stuttgart. [7.4]

Robinson, Ernst, Dipl.-Phys., Geschäftsführer der *KEWA Kernbrennstoff Wiederaufarbeitungstechnik GmbH* und der *United Reprocessors GmbH* 30060 Hannover. [5.5]

Salander, Carsten, Dr. rer. nat., Dipl.-Phys., bis 1987 Mitglied des Vorstandes der *DWK, Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH*, Hannover, jetzt Lehrbeauftragter für Geschichte der Energietechnik an der *Technische Universität Clausthal*, 37441 Bad Sachsa. [2.7, 2.8, 5.1]

Schmitt, Dieter, Prof. Dr. rer. pol., Lehrstuhl *Energiewirtschaft* im Fachbereich Wirtschaftswissenschaften der *Universität Gesamthochschule Essen*, 45141 Essen. [3.1.5]

Schulz, Walter, Prof. Dr. rer. pol., *Energiewirtschaftliches Institut* an der *Universität Köln*, 50931 Köln. [3.3.1]

Schwarz, Dietrich, Prof. Dr.-Ing., *VEW Energie Aktiengesellschaft*, 44139 Dortmund. [4.6]

Siegel, Karl, Dr.-Ing., *Zentralbereich Kernkraftwerke* der *RWE Energie Aktiengesellschaft*, 45117 Essen. [1.1–1.3, 2.1–2.2.1, 2.2.4–2.3.2, 2.6]

Stanculescu, Alexander, Dr., bis 1994 *Siemens AG, Bereich Energieerzeugung (KWU)*, jetzt *Paul Scherrer Institut, Labor für Reaktorphysik und Systemtechnik*, CH-5232 Würenlingen/Villingen. [2.4]

Steeg, Helga, Dr. jur., bis 1994 Direktorin der *International Energy Agency (IEA)*, F-75775 Paris, Frankreich. [3.1.2, 3.1.4, 3.2.2.3, 3.2.2.4]

Stoll, Wolfgang, Prof. Dr., bis 1989 technischer Geschäftsführer der *Alkem GmbH*, Lehrbeauftragter für das Fach Radiochemie an der *Technischen Universität Karlsruhe*, 63452 Hanau. [5.6]

Straßburg, Wolfgang, Dr. jur., Direktor der *RWE Energie Aktiengesellschaft*, Lehrbeauftragter an der *Universität Hannover*, 45117 Essen. [6.3]

Strecker, Eckhard, Dipl.-Volkswirt, Direktor, Leiter der *Hauptabteilung Marketing, Uranerzbergbau-GmbH*, 50389 Wesseling. [5.2.2.4, 5.2.2.5, 5.2.2.6]

Thöne, Eberhard, Dipl.-Ing., Abteilungsleiter am *Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung* der *Universität Stuttgart*, 70565 Stuttgart. [3.6]

Tillessen, Ulrich, Dr.-Ing., Mitglied der Geschäftsleitung der *Colenco Power Consulting AG*, CH-5405 Baden, Schweiz. [4.2.4]

Voss, Alfred, Prof. Dr.-Ing., Geschäftsführender Direktor des *Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung* der *Universität Stuttgart*, 70565 Stuttgart. [3.6, 4.3.6]

Vossebrecker Heinz, Dipl.-Ing., bis 1994 *Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU*, 51425 Bergisch Gladbach. [2.4]

Waas, Ulrich, Dipl.-Phys., Referatsleiter, *Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU*, 91058 Erlangen. [7.6]

Wagner, Hermann-Josef, Prof. Dr.-Ing., Universitätsprofessor für *ökologisch verträgliche Energiewirtschaft* an der *Universität GH Essen*, 45117 Essen. [7.2]

Wild, Eberhard, Dipl.-Ing., Mitglied des Vorstandes der *Bayernwerk Aktiengesellschaft*, 80335 München. [4.1]

Kapitel 1

Physikalisch-technische Grundlagen der Kernenergieerzeugung

1.1 Das Atom

Bearbeitet von Karl Siegel

1.1.1 Das »unteilbare« Atom

Das Wort *Atom* leitet sich aus dem griechischen Wort »atomos«, d.h. unteilbar, ab. Die Vorstellung von kleinsten unteilbaren Einheiten alles Stofflichen bestimmte bereits die ersten Überlegungen der antiken Philosophie über die Materie, das Sein und das Werden. Von Demokrit (etwa 430 bis 360 v. Chr.) stammt das verblüffend visionäre Wort: »Nur scheinbar hat ein Ding eine Farbe, nur scheinbar ist es süß oder bitter. In Wirklichkeit gibt es nur Atome und den leeren Raum.«

Atom

Demokrit

Erst im 19. und 20. Jahrhundert gelang es, den naturphilosophischen Atombegriff der Antike physikalisch zu fundieren. J. Dalton (1766–1844) fand, daß die Elemente nur in ganz bestimmten Gewichtsverhältnissen chemische Verbindungen eingehen können und daß dabei oft mehrere Gewichtsverhältnisse auftreten, die in einfachem zahlenmäßigen Zusammenhang stehen. Diese unter der Voraussetzung einer beliebig unterteilbaren Materie unverständliche Gesetzmäßigkeit sei, so schloß Dalton, zurückzuführen auf die Existenz von Atomen der verschiedenen Elemente, die sich stets in festen Zahlenverhältnissen zu *Molekülen* vereinigen. Andere Hinweise lieferte in der zweiten Hälfte des vergangenen Jahrhunderts die *kinetische Gastheorie* (R. J. E. Clausius, 1822–1888, J. C. Maxwell, 1831–1879, und L. Boltzmann, 1844–1906), die den Gasdruck und seine Abhängigkeit von der Temperatur als Wirkung der Stöße der Gasmoleküle erklärt.

Dalton

Moleküle

kinetische Gastheorie

Die atomistische Struktur der Materie wurde dann endgültig und überzeugend belegt durch die *Interferenzerscheinungen* beim Durchleuchten von Kristallen mit Röntgenstrahlen (insbesondere M. von Laue, 1879–1960) und durch den Nachweis der Spuren einzelner Atome in der *Wilsonschen Nebelkammer* (C. T. R. Wilson, 1869–1959). Die Atome wurden damit als die

kleinsten, mit chemischen Mitteln nicht mehr teilbaren Bausteine der Materie erkannt.

1.1.2 Das periodische System der Elemente

Loschmidtzahl

Atomgewicht

Nach dem *Avogadroschen Gesetz* (A. Avogadro, 1776–1856) ist die in einem bestimmten Gasvolumen bei gleichem Druck und gleicher Temperatur enthaltene Zahl an Molekülen stets gleich, nach J. Loschmidt (1821–1895) bei Normalbedingungen $26,9 \cdot 10^{18}$ Moleküle im cm^3. Durch Abwiegen der unter gleichen Bedingungen in dem gleichen Volumen enthaltenen Gase lassen sich danach die relativen Atomgewichte bestimmen.

Transurane

Auf dieser Grundlage und unter Berücksichtigung des chemischen Verhaltens haben im Jahr 1869 D. I. Mendelejew (1834–1907) und L. Meyer (1830–1895) unabhängig voneinander das *periodische System der Elemente* aufgestellt, in dem die Elemente, geordnet nach steigendem Atomgewicht, derart in einem System von Zeilen und Spalten angeordnet sind, daß in jeder Spalte untereinander Elemente mit ähnlichen chemischen Eigenschaften stehen (Siehe Tabelle 1.1). Damals mußten noch zahlreiche Plätze des Schemas leer gelassen werden. Diese Elemente sind inzwischen sämtlich entdeckt worden, auch die in der Natur nicht vorkommenden Elemente Technetium^{43} und Promethium^{61}. Darüber hinaus führte die Weiterentwicklung der Atomphysik im zweiten Drittel dieses Jahrhunderts zur Entdeckung von wenigstens dreizehn »Transuranen«, d.h. künstlichen Elementen jenseits des letzten im periodischen System der Elemente stehenden natürlichen Elements, des Urans. (Daß der Platznummer als *Ordnungszahl* besondere physikalische Bedeutung zukommt, wurde erst später erkannt.)

1.1.3 Aufbau des Atoms

Becquerel

Ehepaar Curie

Zerfallsreihen

Seit der Jahrhundertwende wissen wir, daß der Atomkern nicht unteilbar ist, seine Teile haben aber nicht mehr die Eigenschaften, die das chemische Verhalten des Elements bestimmen. Angeregt durch die 1895 erfolgte Entdeckung der Röntgenstrahlen (W. C. Röntgen, 1845–1923), lieferte 1896 A.-H. Becquerel (1852–1908) durch den Nachweis der Radioaktivität des Urans erste Hinweise auf die *Existenz subatomarer Teilchen.* 1898 isolierten M. und P. Curie (1867–1934 und 1859–1906) aus der Joachimsthaler Pechblende das Radium, ein instabiles Element mit der Ordnungszahl 88, das sich unter Strahlung in ein anderes Element, das Edelgas Radium-Emanation oder Radon mit der Ordnungszahl 86, verwandelt, das seinerseits gleichfalls unter Strahlung weiter zerfällt. Wir kennen heute vier radioaktive *Zerfallsreihen.* Drei von ihnen beginnen bei den letzten der in der Natur vorkommenden Elementen des periodischen Systems: die Uran-Radium-Reihe, die Uran-Aktinium-Reihe, die Thorium-Reihe. Die vierte Reihe beginnt bei dem Transuran Neptunium; sämtliche Reihen enden bei dem stabilen Blei.

Rutherford

Damit war die entscheidende Grundlage für die insbesondere durch E. Rutherford (1871–1937) begründete Erkenntnis gegeben, daß die Atome

sich sämtlich aus drei Elementarteilchen, den *Protonen*, den *Neutronen*[1] und den *Elektronen*, zusammensetzen. Rutherford analysierte die beim radioaktiven Zerfall entstehenden drei Strahlenarten und entwickelte daraus seine radioaktive Zerfallstheorie (1903) und seine Theorie über den Aufbau des Atoms aus Atomkern und Elektronenhülle (1911). Die drei Strahlenar-

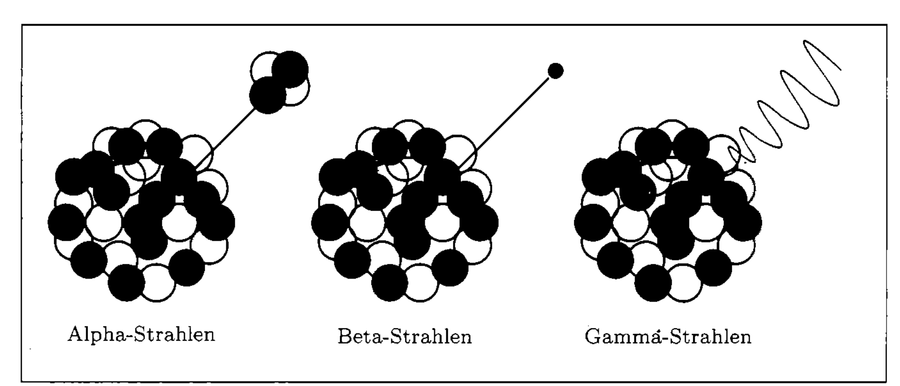


Abbildung 1.1: Die drei Strahlenarten.

Strahlenarten

ten unterscheiden sich durch ihre Fähigkeit, Stoffe zu durchdringen. Man nennt sie nach dem Vorschlag von A.-H. Becquerel α-, β-, und γ-*Strahlen*. α-Strahlen bestehen aus Heliumatomkernen, β-Strahlen aus Elektronen; beide sind Korpuskularstrahlen, während γ-Strahlen elektromagnetischer Natur sind und in ihren wesentlichen Eigenschaften mit den Röntgenstrahlen übereinstimmen (siehe Abbildung 1.1).

Der radioaktive Zerfall vollzieht sich unbeeinflußt von äußeren Umständen nach dem Exponentialgesetz, eine Tatsache, die die radioaktive Altersbestimmung nutzt. Die Zeit, nach welcher die ursprünglich vorhanden gewesene radioaktive Substanz zur Hälfte zerfallen ist, nennt man *Halbwertszeit* T. Sie ist ein Maß für die Instabilität des betreffenden Elements und variiert in sehr weiten Grenzen zwischen weniger als einer Millionstel Sekunde und mehr als einer Trillion Jahren. Als (mittlere) *Lebensdauer* τ wird die Zeit bezeichnet, in der die Anzahl der ursprünglich vorhandenen Kerne auf 1/e (e = 2,7183) abnimmt. Der reziproke Wert heißt *Zerfallskonstante* λ. Es gilt somit:

Zerfallsgesetz

Halbwertszeit

Zerfallskonstante

$$\tau = 1/\lambda = T/\ln 2 \simeq 1,44\,T. \tag{1.1}$$

Nach der vornehmlich von N. Bohr (1885–1962) und A. Sommerfeld (1868–1951) entwickelten Modellvorstellung besteht das Atom aus einem kompakten *Kern*, in dem fast die gesamte Masse vereinigt ist, und den in bestimmten *Schalen* diesen Kern umkreisenden Elektronen. Diese Hüllenelektronen sind negativ geladen und neutralisieren die positive Ladung des Kerns (neutrale Atome). Fehlen ein oder mehrere Elektronen, so ist das Atom positiv geladen (Ionen).

Atomkern

Elektronen

[1] Entdeckt von Sir James Chadwick (1891–1974).

Tabelle 1.1: Das Periodensystem der chemischen Elemente

Periode	Reihe	Gruppe I a b	Gruppe II a b	Gruppe III a b	Gruppe IV a b	Gruppe V a b	Gruppe VI a b	Gruppe VII a b	Gruppe VIII/(VIIIb)			Gruppe 0 (VIIIa)	Anzahl
1	I	1 H Wasserstoff 1,008										2 He Helium 4,003	2
2	II	3 Li Lithium 6,940	4 Be Beryllium 9,013	5 B Bor 10,82	6 C Kohlenstoff 12,011	7 N Stickstoff 14,006	8 O Sauerstoff 16,000	9 F Fluor 19,00				10 Ne Neon 20,183	8
3	III	11 Na Natrium 22,990	12 Mg Magnesium 24,32	13 Al Aluminium 26,982	14 Si Silizium 28,09	15 P Phosphor 30,975	16 S Schwefel 32,066	17 Cl Chlor 35,457				18 Ar Argon 39,944	8
4	IV	19 K Kalium 39,100	20 Ca Calcium 40,08	21 Sc Scandium 44,96	22 Ti Titan 47,90	23 V Vanadin 50,95	24 Cr Chrom 52,01	25 Mn Mangan 54,94	26 Fe Eisen 55,85	27 Co Kobalt 58,94	28 Ni Nickel 58,71		18
	V	29 Cu Kupfer 63,540	30 Zn Zink 65,38	31 Ga Gallium 69,72	32 Ge Germanium 72,60	33 As Arsen 74,91	34 Se Selen 78,96	35 Br Brom 79,916				36 Kr Krypton 83,80	
5	VI	37 Rb Rubidium 85,48	38 Sr Strontium 87,63	39 Y Yttrium 88,92	40 Zr Zirkonium 91,22	41 Nb Niob 92,91	42 Mo Molybdän 95,95	43 Tc Technetium [99]	44 Ru Ruthenium 101,1	45 Rh Rhodium 102,91	46 Pd Palladium 106,4		18
	VII	47 Ag Silber 107,880	48 Cd Cadmium 112,41	49 In Indium 114,82	50 Sn Zinn 118,70	51 Sb Antimon 121,76	52 Te Tellur 127,61	53 J Jod 126,91				54 Xe Xenon 131,30	
6	VIII	55 Cs Cäsium 132,91	56 Ba Barium 137,36	57 La * Lanthan 138,92	72 Hf Hafnium 178,50	73 Ta Tantal 180,95	74 W Wolfram 183,86	75 Re Rhenium 186,22	76 Os Osmium 190,2	77 Ir Iridium 192,2	78 Pt Platin 195,09		18
	IX	79 Au Gold 197,00	80 Hg Quecksilber 200,61	81 Tl Thallium 204,39	82 Pb Blei 207,21	83 Bi Wismut 209,00	84 Po Polonium [209]	85 At Astatium [210]				86 Rn Radon [222]	
7	X	87 Fr Francium [223]	88 Ra Radium [226]	89 Ac ** Actinium [227]	104[a] [261]	105 [262]	106 [263]	107 [264]	108 [265]	109 [268]	110 [271]	111 [272]	

*Lanthaniden

58 Ce Cer 140,13	59 Pr Praseodym 140,92	60 Nd Neodym 144,27	61 Pm Promethium [147]	62 Sm Samarium 150,35	63 Eu Europium 152,0	64 Gd Gadolinium 157,26	65 Tb Terbium 158,93	66 Dy Dysprosium 162,51	67 Ho Holmium 164,93
68 Er Erbium 167,27	69 Tm Thulium 168,94	70 Yb Ytterbium 173,04	71 Lu Lutetium 174,99						

**Aktiniden

90 Th Thorium 232,05	91 Pa Protactinium [231]	92 U Uran 238,07	93 Np Neptunium [237]	94 Pu Plutonium [244]	95 Am Americium [243]	96 Cm Curium [247]	97 Bk Berkelium [247]	98 Cf Californium [251]	99 Es Einsteinium [252]
100 Fm Fermium [257]	101 Md Mendelevium [258]	102 No Nobelium [259]	103 Lr Lawrencium [260]						

Erläuterung: Ordnungsnummer; chem. Zeichen; Bezeichnung d. Elements; relative Atommasse d. Isotopengemisches; [Massenzahl d. stabilsten Isotops].

[a] Für die Elemente 104 bis 111 gibt es noch keine international verbindliche Namensgebung

Die Atomkerne werden aus positiv geladenen Protonen und ungeladenen Neutronen gebildet, beide Teilchen sind etwa gleich schwer und werden unter der Bezeichnung *Nukleonen*[2] zusammengefaßt. Bei einem elektrisch neutralen Atom ist die Zahl der Protonen und Elektronen gleich groß.

Elektronenschalen

Daß die Hüllenelektronen nur in bestimmten mit K, L, M, N, O, P und Q bezeichneten Schalen den Atomkern umkreisen, wird begründet durch die 1900 von M. Planck (1858–1947) formulierte *Quantenhypothese*, die aussagt, daß Strahlung unter Berücksichtigung der Frequenz nur in bestimmten Vielfachen des Planckschen Wirkungsquantums h emittiert werden kann. Die Elektronen streben stets dahin, ein möglichst niedriges Energieniveau, den Grundzustand, zu erreichen, d.h., die inneren Schalen, soweit »Plätze« vorhanden sind, zu besetzen.

Quantenhypothese

Die Vorstellung, daß entsprechend den Quantenzuständen nur bestimmte »Plätze« besetzt werden können, wurde 1925 von T. Pauli (1900–1958) begründet. Die Schalenstruktur bestimmt weitgehend den Aufbau des periodischen Systems der Elemente. Befinden sich die Elektronen nicht auf dem niedrigsten für sie möglichen Energieniveau, so spricht man von einem *angeregten Zustand.*

angeregte Zustände

Die Quantenhypothese lieferte nicht nur eine Erklärung für das chemische Verhalten der Materie, sondern auch für das Auftreten der *Spektrallinien.* Ganz allgemein ist sie eines der Fundamente der modernen Atomphysik geworden, so insbesondere für die von L. V. de Broglie (1892–1987), E. Schrödinger (1887–1961), P. A. M. Dirac (1902–1984), W. Heisenberg (1901–1976) und M. Born (1882–1970) begründete und weiterentwickelte *Quantenmechanik*[3].

Quantenmechanik

Nun wieder zum *Bohrschen Atommodell*: Die Zahl der Protonen eines Elementes ist die *Kernladungszahl*, die identisch ist mit der bereits erwähnten Ordnungszahl. Demgegenüber wird die *Massenzahl* durch die Summe der Zahl der Protonen und der Zahl der Neutronen bestimmt. Sie entspricht der Atommasse. Das leichteste chemische Element, der Wasserstoff, hat als Kern nur ein Proton, das von einem Elektron umkreist wird. Das zweite chemische

Bohrsches Atommodell

[2] Bis heute haben die Kernphysiker noch mehr als 200 weitere Teilchen (Teilchen-Zoo) entdeckt. Diese Teilchen haben meist nur eine sehr kurze Lebensdauer und einen sehr geringen Anteil an der materiellen Welt. Sie besitzen keine Bedeutung für die Erzeugung der Energie aus Kernbrennstoffen und der ihr zugrunde liegenden Physik.
Weiterhin kann es heute als gesicherte Erkenntnis der Teilchenphysik angesehen werden, daß auch die Nukleonen nicht mehr als elementare Objekte betrachtet werden können, sondern sie selbst wiederum aus noch kleineren Bausteinen zusammengesetzt sind. Diese Bausteine werden als *Quarks* bezeichnet. Sie bilden zusammen mit den Elektronen und den Neutrinos die Urbausteine, aus denen sich die stabile Materie aufbaut.

[3] Die Quantenmechanik kennt keine Elektronenbahnen, da für deren Bestimmung die genaue Messung des Ortes und des Impulses Voraussetzung wäre. Dies ist aber wegen der von Heisenberg aufgestellten Unschärferelation grundsätzlich nicht möglich. Deshalb wird in der Quantenmechanik mit einer 1926 von Schrödinger eingeführten partiellen Differentialgleichung 2. Ordnung gearbeitet, die Ähnlichkeit mit der klassischen Wellengleichung hat. Ihre Lösungen, die sog. Wellenfunktionen, wurden von Born als Wahrscheinlichkeitswellen gedeutet, die eine Aussage über den Aufenthalt eines Teilchens geben.

Element, das Helium, weist als Kern zwei Protonen und zwei Neutronen auf, die von zwei Elektronen umkreist werden. Der Kern des schwersten in der Natur vorkommenden Elements, des 1789 von M. H. Klaproth (1743–1817) entdeckten Urans, besteht aus 92 Protonen und 146 Neutronen; das ergibt eine Massenzahl von 238. In elektrisch neutralem Zustand wird es umkreist von 92 Elektronen.

Aufbau der Elemente

Dieser Aufbau der Elemente aus einer bestimmten Anzahl von Elektronen, Protonen und Neutronen kann durch folgende symbolische Schreibweise gekennzeichnet werden:

$$^{1}_{1}\mathrm{H},\ ^{4}_{2}\mathrm{He} \cdots\cdots {}^{238}_{92}\,\mathrm{U}.$$

Dabei steht oben links vor dem chemischen Symbol die Massenzahl und darunter die Ordnungszahl. Abbildung 1.2 veranschaulicht diesen modellmäßigen Aufbau der Atome am Beispiel von Wasserstoff, Helium und Kohlenstoff.

Atomaufbau

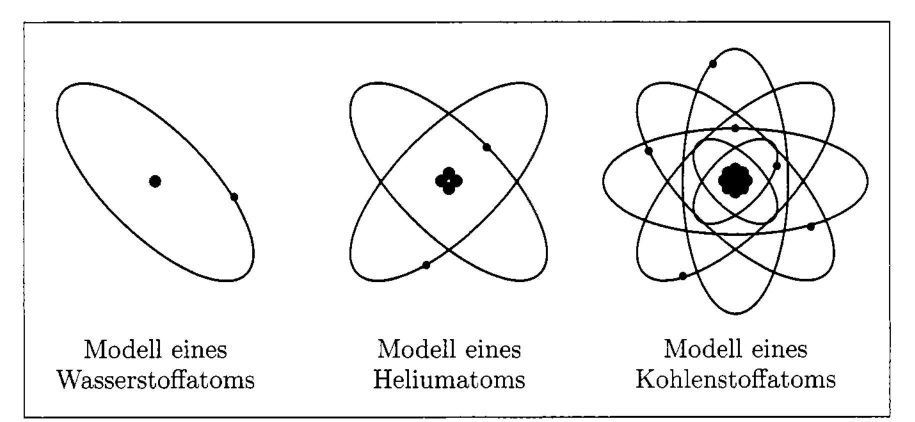


Abbildung 1.2: Atomaufbau am Beispiel von Wasserstoff, Helium und Kohlenstoff.

1.1.4 Isotope

Ordnungszahl

Das chemische Verhalten eines Atoms wird ausschließlich durch die Zahl seiner Protonen, d.h. seine *Ordnungszahl*, bestimmt. Jedes Atom mit 92 Protonen ist ein Uran-Atom. Das in der Natur vorkommende Uran enthält nun aber nicht nur Atome mit der Massenzahl 238, d.h. 238 Nukleonen, sondern mit einem Anteil von 0,71 % auch solche mit der Massenzahl 235, das ergibt bei gleichfalls 92 Protonen nur 143 anstatt 146 Neutronen[4]. Natürliches Uran setzt sich also zusammen aus:

$$99{,}29\,\%\ {}^{238}_{92}\mathrm{U}\ (\text{Uran } 238)\ \text{und}\ 0{,}71\,\%\ {}^{235}_{92}\mathrm{U}\ (\text{Uran } 235).$$

[4] Daneben enthält das in der Natur vorkommende Uran noch Spuren eines Isotops mit der Massenzahl 234.

Diese beiden in der Kernladungszahl, d.h. im chemischen Verhalten, übereinstimmenden Varianten unterscheiden sich nach der Zahl ihrer Neutronen und damit in der Massenzahl. Man bezeichnet sie als *Isotope*. Isotope

Im Laufe der Erdgeschichte hat sich das Massenverhältnis der beiden Uran-Isotope verändert. Vor rund 6 Mrd. Jahren setzte sich das in der Natur vorkommende Uran noch je etwa zur Hälfte aus Uran 235 und Uran 238 zusammen. Die Halbwertszeit des Uran 235 (710 Mio. Jahre) ist kürzer als die des Uran 238 (4,5 Mrd. Jahre). Der Anteil des leichteren Isotops hat sich deswegen in etwa 6 Mrd. Jahren auf 0,71 % verringert. Er wird sich in Zukunft weiter verringern[5]. Natururan

Die für die Gewinnung von Kernenergie durch thermonukleare Fusion wichtigen Isotope des *Wasserstoffs* nennt Tabelle 1.2. Danach kommt auf 6 500 Moleküle H_2O ein Molekül D_2O, d.h., in einer Tonne in der Natur vorkommenden Wassers sind 150 g *schweres Wasser* (1931 von H. Urey entdeckt) enthalten. Dieses schwere Wasser hebt sich vom gewöhnlichen Wasser durch verschiedene Eigenschaften ab: Bei 0 °C beträgt seine Dichte 1,105 g/cm^3, sein Gefrierpunkt liegt bei 3,82 °C und sein Siedepunkt bei 101,42 °C. Diese letzte Eigenschaft gab übrigens den Anstoß zu seiner Entdeckung: Man hatte versucht, die genaue Dichte des Wassers zu messen, indem man es zunächst mehrfach durch Sieden reinigte und den Dampf kondensierte. Dabei sank die Dichte mehr und mehr, eine Feststellung, die sich aus der Tatsache erklärt, daß leichtes Wasser schneller siedet und sich deshalb im Dampf anreichert. Der überschwere Wasserstoff, das *Tritium*, ist mit einer Halbwertszeit von etwa zwölf Jahren radioaktiv. Er verwandelt sich unter β-Strahlung in ein Heliumisotop. In der Natur kommt Tritium nur in Spuren vor. schweres Wasser Tritium

1.1.5 Atommassen, elektrische Ladungen

Das Atom hat einen Durchmesser von nur 10^{-8} cm (= ein Ångström [1 Å] = ein hundertmillionstel cm). Der Atomkern, der den wesentlichen Teil der Masse enthält, hat nur den zehntausendsten Teil des Durchmessers des Atoms, das sind nur rund 10^{-12} cm. Der Raum eines Atoms ist also fast leer. Die Masse eines umkreisenden Elektrons macht 1/1840 der Masse des Protons oder Neutrons aus. Gelänge es, die Masse der Erde in einer Weise so zu komprimieren, daß alle Zwischenräume ausgefüllt werden, so ergäbe diese

[5] 1972 stellten französische Wissenschaftler fest, daß ein Teil des in den Oklo-Minen in Gabun gefundenen Urans nur einen Gehalt an Uran 235 zwischen 0,621 und 0,640 %, zum Teil aber auch einen Gehalt von 0,730 % aufweist. Der Hochkommissar der französischen Atomenergiekommission, F. Perrin, erklärte diese Anomalie mit einer nuklearen Kettenreaktion, die vor rund 2 Mrd. Jahren dort stattfand, wahrscheinlich mehr als 2 Mio. Jahre andauerte und bei dem damaligen Anreicherungsgrad des in der Natur vorkommenden Urans von etwa 3 % wohl möglich war. In sechs Reaktionszonen auf einer Fläche von einigen tausend Quadratmetern wurden Temperaturen zwischen 280 °C und 400 °C erreicht. 5 t Spaltprodukte, davon 2 t Plutonium 239, blieben am Platz, d.h. sind in den vergangenen 2 Mrd. Jahren kaum weitergewandert. Die Kernspaltung ist somit keineswegs ein nur von Menschenhand herbeigeführtes Phänomen (C. F. von Weizsäcker, 1975).

Tabelle 1.2: Isotope des Wasserstoffs

Wasserstoffisotope

	Symbol	Name des Kerns	Massenzahl	Kernladungszahl	Neutronen	Vorkommen im natürlichen Wasserstoff
Wasserstoff	${}^1_1H = H$	Proton (p)	1	1	0	99,985 %, stabil
Schwerer Wasserstoff (Deuterium)	${}^2_1H = D$	Deuteron (d)	2	1	1	0,015 %, stabil
Überschwerer Wasserstoff (Tritium)	${}^3_1H = T$	Triton (t)	3	1	2	$\sim 10^{-17}$ %, instabil

dichteste Packung eine Kugel von nur 420 m Durchmesser und eine Dichte von $1,2 \cdot 10^{23}$ g/cm^3. Diese Erkenntnis ist wegweisend für die Theorie der letzten Phasen der Sternentwicklung, nämlich die durch Gravitationskollaps verursachte Entstehung von *weißen Zwergen* (mittlere Dichten etwa 10^6 g/cm^3), von *Neutronensternen* (mittlere Dichten etwa 10^{13} g/cm^3) oder gar von nur indirekt nachweisbaren, lange Zeit nicht gesicherten *Kollapsaren* (»black holes«) mit noch höheren Dichten.

weiße Zwerge

Neutronensterne

schwarze Löcher

Nach dem Quantenprinzip ist auch die elektrische Ladung nicht unendlich teilbar. Die kleinste mögliche Ladung ist die *Elementarladung*[6] e. Dies ist die (negative) Ladung eines Elektrons. Sie beträgt

Elementarladung

$$e = 1,602 \cdot 10^{-19}\,\mathrm{C}. \tag{1.2}$$

1 C = 1 Coulomb ist definiert als diejenige Ladung, die in einer Sekunde durch einen Strom von 1 Ampere transportiert wird. Daten für die Masse und die Ladung der wichtigsten Elementarteilchen gibt Tabelle 1.3.

1.2 Energiegewinnung durch Kernspaltung

Bearbeitet von Karl Siegel

1.2.1 Kernkräfte

Die positiv geladenen 92 Protonen und 143 bzw. 146 Neutronen des Urankerns werden durch außerordentlich starke, nur auf kürzeste Entfernungen (etwa 10^{-12} cm) wirksame *Kernkräfte* oder *Bindungskräfte* zusammenge-

Kernkräfte

[6] Den Quarks (s. Fußnote 2) werden elektrische Ladungen von einem oder zwei Dritteln der Elementarladung zugeordnet. Da diese Werte in der Natur noch nie direkt beobachtet wurden, war diese Annahme am Anfang sehr umstritten. Aufgrund zahlreicher Experimente gilt diese Annahme heute jedoch als bestätigt und gesichert.

Tabelle 1.3: Kenndaten von Elementarteilchen und Heliumkern

	Masse in g	Ladung (e = Elementarladung)
Neutrino[a]	0	0
Proton (Wasserstoffkern)	$1,6726 \cdot 10^{-24}$	+ e
Neutron	$1,6749 \cdot 10^{-24}$	0
Elektron (β-Teilchen)	$0,9109 \cdot 10^{-27}$	− e
Positron[b]	$0,9109 \cdot 10^{-27}$	+ e
Heliumkern (α-Teilchen)	$6,6450 \cdot 10^{-24}$	+ 2e

[a] Das Neutrino ist ein Elementarteilchen, dessen Existenz zunächst im Zusammenhang mit der Erklärung des β-Zerfalls theoretisch gefordert (E. Fermi, 1934) und später auch experimentell nachgewiesen wurde (F. Reiners und C. B. Cowan, 1956). Da das Neutrino die »Ruhemasse« Null hat und auch elektrisch neutral ist, zeigt es nur außerordentlich geringe Wechselwirkungen mit Materie und vermag selbst Himmelskörper spurlos zu durchdringen.

[b] Das 1932 von C. D. Anderson in der kosmischen Strahlung aufgefundene *Positron* ist das Gegenstück (Antiteilchen) des Elektrons.

halten, sonst würden die positiven, in den Atomkernen nicht neutralisierten Ladungen der Protonen den Kern sprengen.

Gravitation

Die *Gravitation*, die das Verhalten großer Massen bestimmt, ist um viele Größenordnungen zu gering, um die Bausteine eines Atomkerns zusammenzuhalten. Die Kernkräfte treten somit als dritte Art von Elementarkräften neben die Schwerkraft und die *elektromagnetischen Coulomb-Kräfte*. Durch Überlagerung der nur auf kürzeste Entfernung wirkenden Kernkräfte und der einer solchen Begrenzung nicht unterliegenden Coulomb-Kräfte kommt es zur Ausbildung eines Potentialwalls um den Atomkern, der von positiven Teilchen überwunden werden muß, wenn sie in den Kern eindringen.

Coulomb-Kräfte

Eine geschlossene *Theorie der Kernkräfte*, ähnlich der Theorie der elektromagnetischen Kräfte, steht noch aus[7]. Für unsere energetischen Überlegungen bedarf es auch nicht einer solchen Theorie. Hier genügt zur Kennzeichnung der Rolle der Kernkräfte der von A. Einstein (1879–1955) aus der speziellen Relativitätstheorie (1905) hergeleitete Satz von der *Äquivalenz der Masse und der Energie*:

Einstein

spezielle Relativitätstheorie

$$E = m \cdot c^2. \tag{1.3}$$

Jeder Form von Energie E ist die Masse $m = E/c^2$ (mit der Lichtgeschwindigkeit c = 299 793 km/sec) äquivalent, und jede Masse m stellt zugleich eine Energie $E = m \cdot c^2$ dar. Mit dieser Feststellung wurden die Prinzipien von der Erhaltung der Masse und von der Erhaltung der Energie relativiert. Die Newtonsche Mechanik (I. Newton, 1643–1727) wurde als eine Gesetzmäßigkeit erkannt, die nur unter bestimmten Bedingungen gilt.

Äquivalenz von Masse und Energie

[7] Heute werden die Kernkräfte als eine Folge der viel stärkeren Kräfte zwischen den Quarks verstanden, die zu den Urkräften gerechnet werden und die stärksten aller bekannten Kräfte sind. Sie verhindern, daß sich die Quarks zu weit voneinander entfernen oder sogar einzeln wegfliegen. Die Kraftlinien zwischen ihnen können als Bahnen von hin und her gehenden Austauschteilchen (Gluonen) gedeutet werden.

Tabelle 1.4: Umrechnungen von physikalischen Maßeinheiten für Energie (Vgl. dazu Tabelle 3.2, Seite 150)

	kWh	cal	J	erg	MeV	g
1 kWh	1	$0,8598 \cdot 10^{6}$	$3,6 \cdot 10^{6}$	$0,360 \cdot 10^{14}$	$22,47 \cdot 10^{18}$	$40,06 \cdot 10^{-9}$
1 cal (15 °C)	$1,163 \cdot 10^{-6}$	1	4,187	$41,87 \cdot 10^{6}$	$26,13 \cdot 10^{12}$	$46,58 \cdot 10^{-15}$
1 J = 1 Ws	$0,278 \cdot 10^{-6}$	0,239	1	10^{7}	$6,24 \cdot 10^{12}$	$11,13 \cdot 10^{-15}$
1 erg	$27,8 \cdot 10^{-15}$	$23,9 \cdot 10^{-9}$	10^{-7}	1	$0,624 \cdot 10^{6}$	$1,113 \cdot 10^{-21}$
1 MeV	$44,5 \cdot 10^{-21}$	$38,27 \cdot 10^{-15}$	$0,160 \cdot 10^{-12}$	$1,602 \cdot 10^{-6}$	1	$1,783 \cdot 10^{-27}$
1 g	$24,97 \cdot 10^{6}$	$21,47 \cdot 10^{12}$	$89,88 \cdot 10^{12}$	$0,8988 \cdot 10^{21}$	$0,5610 \cdot 10^{27}$	1

1 mkp (Meterkilopond) = 9,80665 J
Wichtige Leistungseinheiten (Leistung = Energie/Zeit):
1 W (Watt) = 10^7 erg/s = 0,8598 kcal/h
1 GW (Gigawatt) = 1 000 MW (Megawatt) = 1 Mio. kW = 1 Mrd. W

Heliumkern

Den Zusammenhang zwischen den Kernkräften und dem Äquivalenzgesetz zeigt schon die Tabelle 1.3. Ein α-Teilchen, das einem Heliumkern entspricht, besteht aus zwei Protonen und zwei Neutronen, hätte also rechnerisch eine Masse von

$$(2 \cdot 1,6726 + 2 \cdot 1,6749) \cdot 10^{-24}\,\text{g} \approx 6,695 \cdot 10^{-24}\,\text{g}. \tag{1.4}$$

Massendefekt

Wie Tabelle 1.3 ausweist, liegt dessen Masse aber mit $6,645 \cdot 10^{-24}$ g um etwa 0,75 % niedriger. Nach dem Einsteinschen Äquivalenzgesetz entspricht dieser *Massendefekt* der *Bindungsenergie des Heliumkerns*: Diese Energie wird frei, wenn zwei Protonen und zwei Neutronen zu einem Heliumkern verschmelzen (*fusionieren*), sie muß aufgebracht werden, um den Heliumkern wieder in seine vier Bausteine zu spalten.

Dieser Massendefekt wird regelmäßig nicht in Massen-, sondern in Energieeinheiten ausgedrückt, und zwar in Mio. Elektronenvolt (MeV)[8] unter Zugrundelegung der Äquivalenzen

$$1\text{MeV} = 1,602 \cdot 10^{-6}\text{erg} \quad (\text{cm}^2\text{gs}^{-2}) \tag{1.5}$$

$$\text{und nach Einstein:} \qquad 1\text{erg} = 1,113 \cdot 10^{-21}\text{g} \tag{1.6}$$

$$\text{oder umgekehrt:} \qquad 1\text{g} = 8,987 \cdot 10^{20}\text{erg}. \tag{1.7}$$

Tabelle 1.4 ergibt die Umrechnungsfaktoren zwischen den wichtigsten Energie- und Leistungseinheiten. Die dem Massendefekt entsprechende Bindungsenergie des Heliumkerns beträgt 28,3 MeV. Die Verschmelzung von 1 kg Helium aus Protonen und Neutronen setzt eine Energie von rund 190 Mio. kWh frei[9].

Der Aufbau eines Heliumatoms aus vier Wasserstoffatomen liefert den ganz überwiegenden Anteil der Energie der Sonne wie auch aller Sterne

[8] Ein *Elektronenvolt* ist die Arbeit, die erforderlich ist, um ein Elektron mit der Ladung e gegen eine Spannungsdifferenz von einem Volt zu bewegen.

[9] Ein Grammatom Helium 4 (Atomgewicht 4,0026), d.h. 4,0026 g Helium, besteht aus $6,022 \cdot 10^{23}$ Atomen (Loschmidt-Zahl); 1 kg Helium somit aus $1,505 \cdot 10^{26}$ Atomen. Die Bindungsenergie je Heliumatom beträgt 28,3 MeV, je kg Helium somit $4,259 \cdot 10^{27}$ MeV oder $1,895 \cdot 10^{8}$ kWh.

der Hauptreihe des sogenannten Hertzsprung-Russell-Diagramms (E. Hertzsprung, 1873–1967; H. N. Russell, 1877–1957). Wir unterscheiden dabei zwei Zyklen, den in durchschnittlich 336 Mio. Jahren ablaufenden, 1938 von H. A. Bethe (geb. 1906) und C. F. von Weizsäcker (geb. 1912) entdeckten *Bethe-Weizsäcker-Zyklus* oder auch *Kohlenstoff-Stickstoff-Zyklus*, bei welchem Kohlenstoff als Katalysator wirkt und Stickstoffisotope Übergangskerne sind, und den in durchschnittlich 14 Mrd. Jahren ablaufenden *Proton-Proton-Zyklus*, bei welchem sich Helium aufbaut, ohne daß Zwischenkerne gebildet werden. Man beachte, daß diese Prozesse trotz des hohen Drucks und der hohen Temperatur im Mittelpunkt der Sonne (221 Mrd. Atmosphären, 15 Mio. Grad Celsius) nur sehr langsam ablaufen. Die Kernzone der Sonne, in der die Energieerzeugung stattfindet, nimmt auch nur eine Kugel mit 20 % des Sonnenradius oder 8 ‰ des Sonnenvolumens ein.

Energieprozesse auf der Sonne

Die Sonne verliert durch diese beiden Kernprozesse in jeder Sekunde 4,2 Mio. t an Masse. Wären diese beiden Zyklen die einzige Quelle der Energieerzeugung der Sonne, so könnte die auf diesem Prozeß bereits seit rund 4,5 Mrd. Jahren beruhende Strahlung der Sonne noch über weitere rund 105 Mrd. Jahre aufrechterhalten werden. Die Energieabgabe (Gesamtstrahlung) der Sonne beträgt $3,8 \cdot 10^{26}$ Watt, davon trifft weniger als der zweimilliardste Teil, nämlich $178 \cdot 10^{15}$ Watt (178 000 Terawatt) oder jährlich $1,56 \cdot 10^{18}$ kWh (1,56 Mrd. TWh), den Erdquerschnitt. 35 % dieser Strahlung werden in der oberen Atmosphäre reflektiert[10].

Energieerzeugung der Sonne

Tatsächlich wird der Aufbau von Helium aus Wasserstoff – *das Wasserstoff-Brennen* – nur noch etwa 3,5 Mrd. Jahre lang die vorherrschende Quelle der Energieerzeugung sein. Wie E. E. Salpeter Anfang der 50er Jahre feststellte, baut sich in dem dann folgenden Stadium das inzwischen angereicherte Helium zu Beryllium und zu Kohlenstoff auf – *Helium-Brennen* –, später verbindet sich der Kohlenstoff mit Helium zu noch schwereren Elementen – *Kohlenstoff-Brennen* –, schließlich spielt auch die Gravitationsenergie eine entscheidende Rolle. Mit Einsetzen des Helium-Brennens wird die Sonne schnell zu einem roten Riesenstern mit einem etwa 400mal so großen Durchmesser und etwa 10 000facher Leuchtkraft. Alles organische Leben auf der Erde wird dann ein Ende finden.

Auch in einer Wasserstoffbombe wird die durch Verschmelzung von Wasserstoffatomen zu Helium entstehende Energie freigesetzt. Diesen Prozeß kontrolliert zu nutzen ist das Ziel der Bemühungen um die *thermonukleare Fusion* – die Kernfusion –, auf die später eingegangen wird (siehe Seite 39). (Nur zur Illustration des Potentials dieser Entwicklung sei hier bemerkt, daß zur Deckung des derzeitigen Jahresenergiebedarfs der Erde (1991) von

Wasserstoffbombe

Kernfusion

[10] Die die Erde treffende kurzwellige Strahlung der Sonne entspricht einer Leistung von $178 \cdot 10^{15}$ Watt oder $42,5 \cdot 10^{12}$ kcal/s. Hiervon werden etwa $40 \cdot 10^{12}$ Watt, d.i. 0,225 ‰, durch Photosynthese gespeichert. Der dadurch in rund 700 Mio. Jahren geschaffene Vorrat an fossilen Brennstoffen wird zur Zeit mit einer jährlichen Rate von $9,42 \cdot 10^{12}$ W $= 22,5 \cdot 10^{8}$ kcal/s $= 7,1 \cdot 10^{15}$ kcal/a verbraucht. Dies entspricht einem *Steinkohlenäquivalent* von jährlich $10,13 \cdot 10^{9}$ t (Dieser Zahlenwert wurde dem BP Statistical Review of World Energy, Juni 1992, entnommen und galt für das Jahr 1991).

rund 11,2 Mrd. t Steinkohleeinheiten, das sind $78,4 \cdot 10^{15}$ Kilokalorien [kcal] [Steinkohle gerechnet zu 7 000 kcal/kg], oder von $91,2 \cdot 10^{12}$ Kilowattstunden [1 kWh = 860 kcal] die Verschmelzung von 480 t Wasserstoff zu Helium ausreichen würde [1 kg ergibt 190 Mio. kWh].)

Bindungsenergie des Atomkerns

Zurück zur Kernphysik: Die *Bindungsenergie* eines Atomkerns, d.h. die Kräfte, die ihn zusammenhalten, nimmt – abgesehen von Unregelmäßigkeiten bei einigen Kernen sehr niedriger Ordnungszahl, insbesondere beim Wasserstoff (1) und beim Lithium (3) – mit steigender Ordnungszahl je Proton um durchschnittlich etwa 8 tausendstel Masseneinheiten (eine Masseneinheit entspricht $1,66 \cdot 10^{-24}$ g oder 931 MeV) zu und erreicht beim Uran 238 fast zwei volle Masseneinheiten. Alle 238 Nukleonen würden, einfach addiert, nahezu ein Atomgewicht von 240 ergeben.

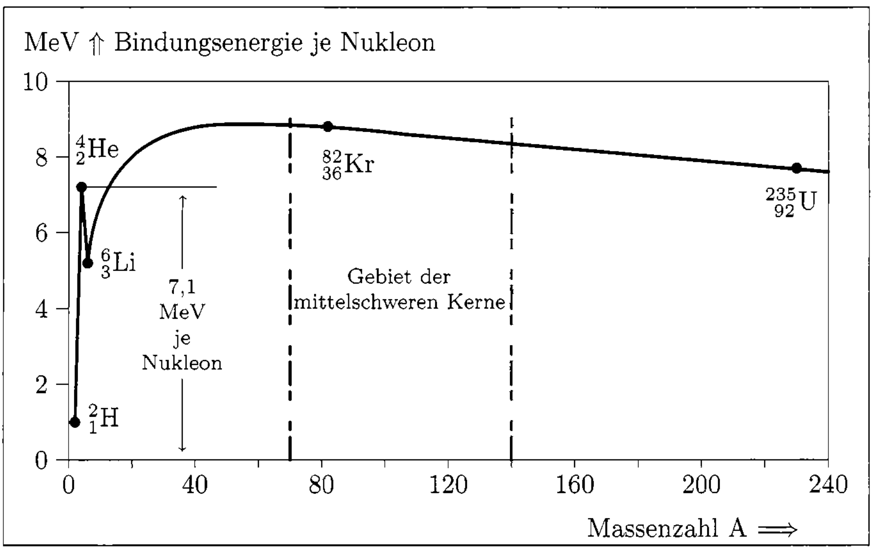


Abbildung 1.3: Mittlere Bindungsenergie eines Nukleons im Kern in Abhängigkeit von der Massenzahl.

Je Nukleon gerechnet, steigt die Bindungsenergie, die für Helium ein Viertel von 28,3 MeV, das sind 7,1 MeV, beträgt und im übrigen für die leichten Kerne recht niedrig ist, bis zu den mittelschweren Kernen an: Sie liegt bei den Massenzahlen zwischen 40 und 120 am höchsten und sinkt bei den schweren Kernen auf einen Betrag ab, der etwa 0,9 MeV unter dem Maximum liegt (vgl. Abbildung 1.3). Die Kurve läßt erkennen, daß nicht nur durch Verschmelzen leichter Kerne Bindungsenergie freigesetzt, also Energie gewonnen werden kann, sondern auch durch die für die heutige Kernenergiegewinnung charakteristische *Spaltung schwerster Kerne.* Wenn es daher gelänge, einen Uran-Atomkern (Massenzahl 238 oder 235) in zwei nicht allzu verschieden große mittelschwere Kerne zu spalten, würden etwa 0,9 MeV je Nukleon, das sind insgesamt rund 200 MeV je Urankern, frei. Das entspräche rund 24 Mio. kWh je kg Uran (Genauere Herleitung erfolgt im Kapitel 1.2.2.)

Spaltung schwerster Kerne

1.2.2 Die Spaltung schwerer Kerne

Diese Energiequelle wurde durch die im November und Dezember 1938 im Kaiser-Wilhelm-Institut für Chemie in Berlin-Dahlem durchgeführten Experimente der Chemiker O. Hahn (1879–1968) und F. Straßmann (1902–1980) erschlossen. An der Vorbereitung hatte die 1938 nach Schweden emigrierte Physikerin L. Meitner (1878–1968) maßgebend mitgewirkt. Bei diesen Experimenten gelang es, Urankerne durch Beschuß mit Neutronen zu spalten und die Spaltprodukte – zuerst Barium – nachzuweisen[11]. E. Fermi (1901–1954) hatte bereits 1934 ähnliche Experimente angestellt, die Resultate aber nicht zutreffend gedeutet.

Hahn, Straßmann, Meitner

Wie bereits festgestellt wurde, besteht natürliches Uran zu 99,29 % aus dem Isotop 238 und zu 0,71 % aus dem Isotop 235. Entscheidend ist zunächst nur das letztere. Dieses hat eine Bindungsenergie von etwa 6,5 MeV je Nukleon. Hahn und Straßmann bestrahlten bei ihren Versuchen Uran mit Neutronen, und zwar mit solchen, deren Geschwindigkeit durch einen Moderator auf etwa 2 000 m/s reduziert wurde – man nennt sie *thermische Neutronen*. Entgegen ihren Erwartungen entstanden dabei nicht Transurane mit Ordnungszahlen über 92, sondern Kerntrümmer mittleren Atomgewichts nach der folgenden *Kernspaltungsformel*[12]:

thermische Neutronen

Kernspaltung

$^{235}_{92}\mathrm{U}$	$+$	$^{1}_{0}\mathrm{n}$	$\rightarrow$	$^{236}_{92}\mathrm{U}$	$\rightarrow$	$^{89}_{36}\mathrm{Kr}$	$+$	$^{144}_{56}\mathrm{Ba}$	$+3\,^{1}_{0}\mathrm{n}$
Ausgangskern (Spaltstoff)		thermisches Neutron 2 000 m/sec		kurzlebiges Zwischenprodukt		hier Krypton		hier Barium	3 Neutronen
						(Beispiele häufiger Spaltprodukte)			

(1.8)

Die Kerne der dabei entstehenden *Spaltprodukte*[13] (hier Krypton und Barium) stoßen sich wegen ihrer positiven Ladungen im Augenblick der Entste-

Spaltprodukte

[11] Hahn und Straßmann hatten große Mühe, sich von den für die Naturwissenschaften wahrhaft umwälzenden Ergebnissen ihres Experiments zu überzeugen. In ihrer ersten Veröffentlichung unter dem Titel »Über den Nachweis und das Verhalten der bei der Bestrahlung des Urans mittels Neutronen entstehenden Erdalkalimetalle« in der Zeitschrift *Die Naturwissenschaften* vom 6. Januar 1939 (Seite 11 ff.) führten sie noch vorsichtig aus: »Wir kommen zu dem Schluß: Unsere ›Radium-Isotope‹ haben die Eigenschaften des Barium; als Chemiker müßten wir eigentlich sagen, bei den neuen Körpern handelt es sich nicht um Radium, sondern um Barium, denn andere Elemente als Radium oder Barium kommen nicht in Frage.« Und weiter: »Als der Physik in gewisser Weise nahestehende ›Kernchemiker‹ können wir uns zu diesem, allen bisherigen Erfahrungen der Kernphysik widersprechenden Sprung noch nicht entschließen. Es könnten doch noch vielleicht eine Reihe seltsamer Zufälle unsere Ergebnisse vorgetäuscht haben.« Erst nach neuerlichen Messungen waren Hahn und Straßmann von der Richtigkeit des Befundes endgültig überzeugt. Daher erhielt die zweite Veröffentlichung in der gleichen Zeitschrift am 10. Februar 1939 (Seite 89 ff.) den Titel »Nachweis aktiver Bariumisotope aus Uran und Thorium durch Neutronenbestrahlung, Nachweis weiterer aktiver Bruchstücke bei der Uranspaltung«.

[12] Bei Kernreaktionen bleiben die Summen der Protonen bzw. Kernladungszahlen (untere Indizes) und der Nukleonen (obere Indizes) stets erhalten:
$92 = 36 + 56$; $235 + 1 = 236 = 89 + 144 + 3$. Die Zahl der Neutronen ist gleich der Differenz zwischen der Zahl der Nukleonen und der Zahl der Protonen.

[13] Wohl zu unterscheiden von den *Spaltstoffen*, d.h. Stoffen, die mit Neutronen gespalten werden können: Thorium, Uran, Plutonium etc.

hung ab und fliegen mit großer Geschwindigkeit auseinander. Abbildung 1.4 stellt den Vorgang der Spaltung schematisch dar.

Atomkernspaltung

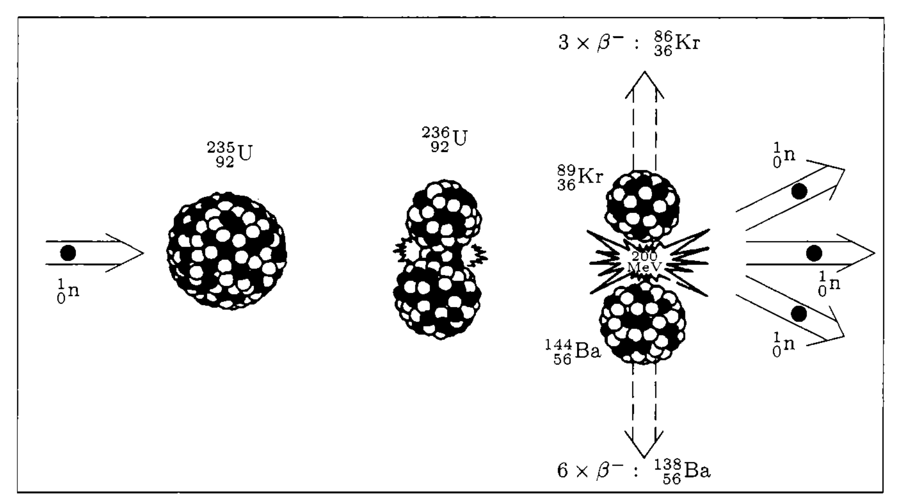


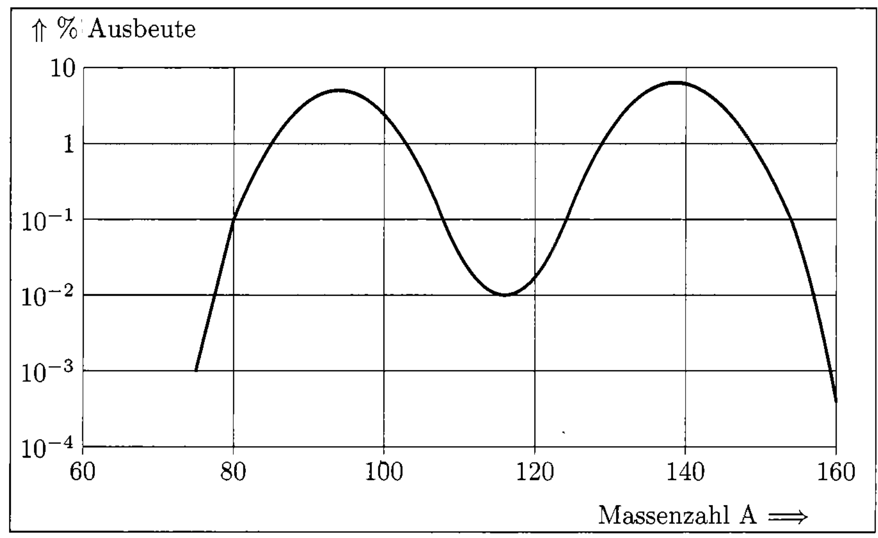
Abbildung 1.4: Schema der Spaltung eines Uran 235-Atomkerns (s. auch Gleichung 1.8.)

Die Möglichkeit, Kerne hoher Ordnungszahl durch Neutronen zu spalten, erklärt sich aus der relativ geringen Stabilität dieser Kerne. Die sämtlich positiv geladenen Protonen werden nur durch die von den Kernbindungskräften ausgehende Oberflächenspannung zusammengehalten. Es genügt im Falle des Uran 235 schon die geringe Anregung, die ein thermisches Neutron auslöst, um dieses Gleichgewicht zu stören. Der Kern kommt zunächst in Schwingungen, Teile des Kerns geraten dadurch außerhalb der Reichweite der Kernbindungskräfte, es entsteht eine Einschnürung, schließlich zerreißt der Kern wegen der abstoßenden Coulomb-Kräfte. Dabei bilden sich zwei – gelegentlich auch drei – zumeist ungleiche Teilkerne und einige Neutronen. Abbildung 1.5 zeigt die relative *Häufigkeit der Spaltprodukte* des Uran 235 nach Massenzahlen. Die höchsten Häufigkeiten erreichen im ersten Maximum Strontium 89 und 90, Yttrium 91, Zirkonium 95 und Ruthenium 103 und im zweiten Maximum Xenon 133, Cäsium 137, Barium 140, Cer 141 und 144, Praseodym 143 und Promethium 147. Die meisten Spaltprodukte sind β-radioaktiv und gehen erst über mehr oder minder lange Zerfallsreihen in stabile Endprodukte über. Wegen seiner langen Halbwertszeit von 28 Jahren ist das Strontium 90 als radioaktiver Strahler besonders gefährlich.

Spaltprodukthäufigkeitsverteilung

Zerfallsreihen

Es hat sich gezeigt, daß nicht nur die Kerne des Uran 235 spaltbar sind. Mit Teilchenbeschleunigern, die Ionen auf größte Energien bringen, etwa dem Zyklotron SPS des CERN in Genf, mit dem Protonen auf eine Energie von 400 Mrd. Elektronenvolt beschleunigt werden können, lassen sich fast alle schweren Kerne bis herunter zum Platin (Ordnungszahl 78), gelegentlich sogar mittelschwere Kerne, spalten. Die Instabilität eines Kerns hängt in erster Linie ab von dem Verhältnis seiner Neutronen und Protonen:



Spaltproduktverteilung

Abbildung 1.5: Häufigkeitsverteilung der Spaltprodukte des Uran 235 bei Spaltung durch thermische Neutronen.

(Massenzahl – Ordnungszahl)/Ordnungszahl. Dieses Verhältnis steigt mit zunehmender Massenzahl bis zu dem Höchstbetrag von etwa 1,55 am Ende des periodischen Systems der Elemente. Je größer die Zahl der Protonen ist, um so weniger sind die Kernkräfte in der Lage, der gegenseitigen Abstoßung entgegenzuwirken. Oberhalb der Massenzahl 200 sind alle Kerne radioaktiv. Das bekannteste Beispiel für den radioaktiven Zerfall liefert das von dem Ehepaar P. und M. Curie entdeckte *Radium*, das sich bei einer Halbwertszeit von 1 600 Jahren unter Aussendung eines α-Teilchens spontan in Radium-Emanation oder Radon verwandelt:

Radium

$$^{226}_{88}\mathrm{Ra} \rightarrow ^{222}_{86}\mathrm{Rn} + ^{4}_{2}\mathrm{He}. \qquad (1.9)$$

Die bei der Spaltung eines Atoms Uran 235 entstehende Gesamtenergie von rund 200 MeV ist, wie Tabelle 1.5 zeigt, komplex zusammengesetzt.

Die freigesetzte Energie ist um viele Potenzen stärker als bei chemischen Prozessen, die nur die äußerst schwach gebundenen Hüllenelektronen betreffen. Ohne Berücksichtigung der keine Wärme freisetzenden Energie der Neutrinos können bei der Spaltung eines Atoms Uran 235 ca. 194 MeV genutzt werden. Für Uran 233 ist dieser Wert ca. 191 MeV und für Plutonium 239 ca. 200 MeV. Die Spaltung von einem Kilogramm des Uranisotops 235 setzt 22 Mio. kWh oder 19 Mrd. kcal frei[14], dies entspricht der Verbrennungsenergie von 2 714 t Steinkohle zu 7 000 kcal/kg; d.h., die Energieausbeute je kg Brennstoff ist 2,7millionenmal so hoch wie bei Verbrennung von Steinkohle. Eine Faustformel lautet: Die Spaltung von einem Gramm Uran 235 setzt

freigesetzte Energie

Energieausbeute

[14] Genau $\frac{194 \cdot 10^3 \cdot 6,022 \cdot 10^{23}}{235} = 4,97 \cdot 10^{26}\,\mathrm{MeV} = 22,1 \cdot 10^6\,\mathrm{kWh}$ $= 19,0 \cdot 10^9\,\mathrm{kcal} = 79 \cdot 10^9\,\mathrm{kJ}$ ohne die Energie der Neutrinos ($6,022 \cdot 10^{23}$ = Loschmidt-Zahl; 235 = Atomgewicht des Uran 235).

Tabelle 1.5: Zusammensetzung der bei der Spaltung von Uran 235 freiwerdenden Energie

Energieart	MeV	Nutzbarkeit
Kinetische Energie der Spaltprodukte	170	unmittelbar
Kinetische Energie der Spaltneutronen	5	in Wärme
Prompte γ-Strahlung	6	umgesetzt
β-Strahlung der radioaktiven Spaltprodukte	6	verzögert
γ-Strahlung der radioaktiven Spaltprodukte	7	freigesetzt
Neutrino-Energie	9	nicht nutzbar
	203	

Quelle: G. Kessler: *Nuclear Fission Reactors*, 1983, S. 17.

Tabelle 1.6: Ergiebigkeit verschiedener Energiequellen

1 kg Masse bei vollständiger Zerstrahlung	25 Mrd. kWh
1 kg Wasserstoff durch Verschmelzung zu Helium	190 Mio. kWh
1 kg Uran 235 bei Spaltung	22 Mio. kWh
1 kg Kohle (7 000 kcal/kg) durch Verbrennung	8,1 kWh

Energiequellen

eine thermische Energie von etwa einem Megawatt-Tag (MWd), das sind 24 000 kWh, frei[15]. Vgl. die Tabelle 1.6 mit Angabe der Ergiebigkeit verschiedener Energiequellen.

Wechselwirkung zwischen Uran 235 und einem Neutron

Bei der Wechselwirkung zwischen Uran 235 und einem Neutron, das die erforderliche Anregungsenergie mitbringt, bildet sich unter Einbau des Neutrons in den Zielkern Uran 235 ein angeregter Zwischenkern Uran 236. Die Anregungsenergie des Zwischenkerns Uran 236 setzt sich aus der kinetischen Energie des auftreffenden Neutrons und der bei seiner Anlagerung freiwerdenden Bindungsenergie zusammen. Die Bindungsenergie des letzten Neutrons im Zwischenkern sowie die kritische Anregungsenergie, d.i. die Anregungsenergie, die mindestens zur Erzeugung der kritischen Kerndeformation erforderlich ist, sind für die spaltbaren Uran- und Plutoniumisotope und für Thorium 232 in Tabelle 1.7 aufgeführt. Die Spaltstoffisotope Uran 233, Uran 235, Plutonium 239 und Plutonium 241 sind für die auftreffenden Neutronen Zielkerne mit ungerader Neutronenzahl, bei denen allein die Freisetzung der Bindungsenergie des letzten Neutrons zur Aufbringung der kritischen Anregungsenergie für die kritische Kerndeformation ausreicht.

kritische Anregungsenergie

Spaltstoffisotope

Das zu 99,3 % im natürlichen Uran enthaltene Isotop 238 ist dagegen nicht in gleicher Weise spaltbar wie das Isotop 235, da die erforderliche Anregungsenergie von 6,5 MeV höher ist als die Bindungsenergie von 4,8 MeV, die bei Aufnahme des letzten Neutrons in den Kern des Urans 238 frei wird. Die Beschießung von Uran 238 durch (langsame) Neutronen löst einen anderen Kernprozeß aus: Nach Ausstrahlung von zwei Elektronen verwandelt

[15] Es ist zu beachten, daß in Kernreaktoren niemals alle Atome des Uran 235 gespalten werden. Es werden aber auch andere in der Kernladung bereits vorhandene oder im Reaktor erzeugte Isotope gespalten, insbesondere Uran 238 und die Plutoniumisotope 239 und 241. Der Vergleich der Energieausbeuten ist daher ungenau.

Tabelle 1.7: Kritische Anregungsenergie von Atomkernen hoher Ordnungszahl und Bindungsenergie für das letzte Neutron dieser Kerne

Kern	Zwischenkern	Kritische Anregungsenergie, in MeV	Bindungsenergie des letzten Neutrons, in MeV
$^{232}_{90}Th$	$^{233}_{90}Th$	6,5	4,8
$^{233}_{92}U$	$^{234}_{92}U$	6,2	6,8
$^{235}_{92}U$	$^{236}_{92}U$	5,7	6,5
$^{238}_{92}U$	$^{239}_{92}U$	6,5	4,8
$^{239}_{94}Pu$	$^{240}_{94}Pu$	5,8	6,5
$^{240}_{94}Pu$	$^{241}_{94}Pu$	6,2	5,2
$^{241}_{94}Pu$	$^{242}_{94}Pu$	5,6	6,3

Quelle: Emendörfer/Höcker: *Theorie der Kernreaktoren*, 1982, S. 30.

sich Uran 238 in ein *Transuran*, ein Prozeß, den Hahn und Straßmann seinerzeit auch für das Isotop 235 erwarteten.

Transurane

Es gilt die folgende Formel:

$^{238}_{92}U$	+	$^{1}_{0}n$	$\rightarrow$	$^{239}_{92}U$	$\rightarrow$	$^{0}_{-1}e$	+	$^{239}_{93}Np$	$\rightarrow$	$^{0}_{-1}e$	+	$^{239}_{94}Pu$
Ausgangskern Brutstoff		thermisches Neutron		Zwischenprodukt (instabil) $T_{1/2} = 23$ Min.		β-Teilchen		Neptunium (instabiles Zwischenprodukt) $T_{1/2} = 2,3$ Tage		β-Teilchen		Plutonium als spaltbares Endprodukt

(1.10)

Dieser Prozeß, bei dem das in der Natur praktisch nicht vorkommende Plutonium (Pu) entsteht[16], wird als *Brüten* (»breeding«) bezeichnet. Nur schnelle, d.h. ungebremste, Neutronen vermögen auch das Uran-Isotop 238 zu spalten. Diese Neutronen bringen die zwischen 4,8 und 6,5 MeV fehlende Energie als Bewegungsenergie mit.

Brüten von Spaltstoff

Für die praktische Nutzung der aus der Spaltung von Kernen freiwerdenden Energie ist nun die Tatsache entscheidend, daß bei jeder Spaltung zwei bis drei Neutronen frei werden. Diese Neutronen können weitere Urankerne spalten, so daß eine *Kettenreaktion* möglich ist, wie sie Abbildung 1.6 zeigt.

Kettenreaktion

Bei der Spaltung des Urans 235 beträgt die Zahl der freiwerdenden Neutronen im Mittel 2,42, wenn die Spaltung durch langsame (thermische) Neutronen mit einer Energie von 0,025 eV ausgelöst wird. Wird die Spaltung durch schnelle Neutronen mit einer Energie von 1 MeV hervorgerufen, so ist die mittlere Zahl der Spaltneutronen 2,54. Tabelle 1.8 gibt die entsprechenden Werte auch für die übrigen Spaltstoffe an.

[16] Nach neueren Feststellungen kommt Plutonium, entstanden durch Zerfallsprozesse, in geringen Mengen auch in der Natur vor (siehe Kapitel 5.6).

Schema einer Kettenreaktion

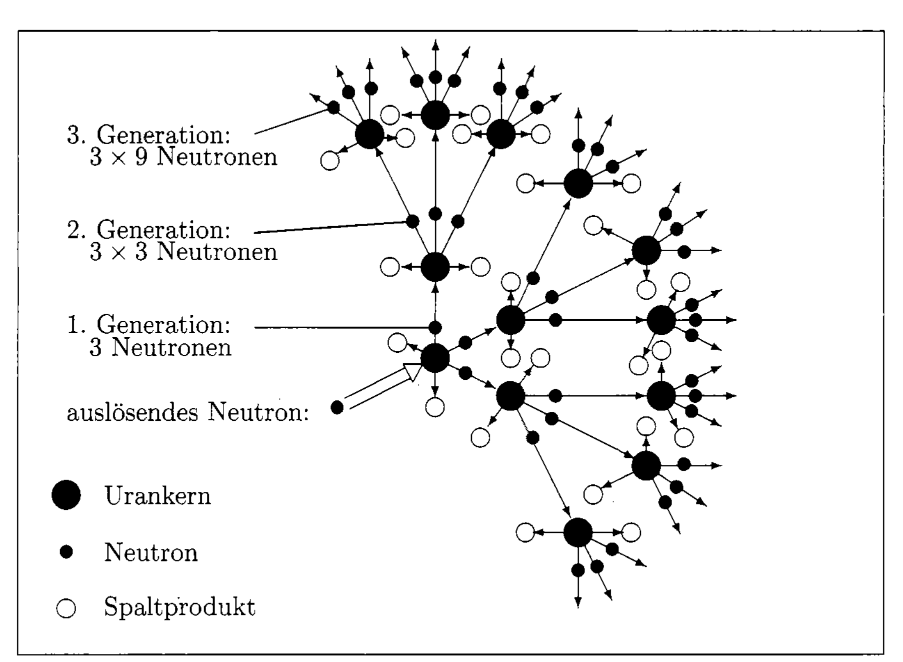


Abbildung 1.6: Schema einer Kettenreaktion unter der Annahme, daß bei jeder Spaltung drei Neutronen frei werden und nicht verlorengehen.

Tabelle 1.8: Mittlere Zahl der Spaltneutronen (je Spaltung) bei der Kernspaltung durch langsame Neutronen (0,025 eV) und schnelle Neutronen (1 MeV)

Spaltstoff	Bei Spaltung durch Neutronen mit 0,025 eV (thermisch)	Bei Spaltung durch Neutronen mit 1 MeV (schnell)
Uran 233	2,49	2,55
Uran 235	2,42	2,54
Plutonium 239	2,87	3,01
Plutonium 241	2,93	3,07

Quelle: Emendörfer/Höcker: *Theorie der Kernreaktoren*, 1982, S. 40.

1.2.3 Von der ersten Urankernspaltung zur Atombombe

Die am 6. Januar 1939 in der Zeitschrift *Naturwissenschaften* publizierten Ergebnisse der Experimente von Hahn und Straßmann haben die physikalische Welt aufgerüttelt. Schon sehr früh wurde erkannt, daß dabei je gespaltenes Atom Energie in einer Größenordnung von 200 MeV frei wird (L. Meitner, S. Flügge), ebenso, daß die Zahl der sekundären Spaltungsneutronen ausreichen wird, um eine Kettenreaktion aufrechtzuerhalten (O. R. Frisch, H. von Halban, L. Kowarski u.a.). In den Vereinigten Staaten führte dies zu der durch einen Brief von A. Einstein an den amerikanischen

Kettenreaktion

Präsidenten F. D. Roosevelt vom 6. August 1939 – d.h. noch vor Kriegsausbruch – initiierten Aufnahme des *Manhattan-Projekts* zur Entwicklung der Atombombe[17], in der eine unkontrollierte Kettenreaktion des eingesetzten Kernbrennstoffs schlagartig stattfindet. Das Projekt, an dem zeitweilig bis zu 120 000 Personen mitwirkten, beanspruchte 2 Mrd. Dollar; bis 1945 wurde es von J. P. Oppenheimer (1904–1967) geleitet.

Manhattan-Projekt

Oppenheimer

Eine nukleare Kettenreaktion kann nur erreicht werden, wenn nicht zu viele der durch Spaltung entstehenden Neutronen verloren gehen, insbesondere nach außen entweichen, ohne daß sie neue Spaltungen auslösen. Dazu muß die Bombe hinreichend groß sein. Nach einer von W. Heisenberg angestellten theoretischen Überlegung wissen wir, daß in einer Kugel aus reinem Uran 235 mit 8,4 cm Radius und damit 46,4 kg Gewicht eine Kettenreaktion mit schnellen Neutronen aufrechtzuerhalten ist. Dies ist die *kritische Masse*, die durch einen Reflektor, der die austretenden Neutronen zurückwirft, auf etwa 16 kg verringert werden kann[18]. Mengen an Uran 235, die nicht die so bestimmte kritische Masse erreichen, lösen in keiner denkbaren Anordnung eine Kettenreaktion aus. Ist in einer geeigneten Anordnung die kritische Masse aber erreicht, so erfolgt die Explosion innerhalb von etwa 10^{-9} Sekunden. Es kommt dabei darauf an, zu verhindern, daß die bei den ersten Reaktionen auftretende Wärmeentwicklung die Kernbrennstoffe zu schnell auseinandertreibt. Zu diesem Zweck werden die zunächst in ausreichendem Abstand voneinander gelagerten unterkritischen Teilmassen des Kernbrennstoffs im Wege einer mit konventionellem Sprengstoff erzeugten, konzentrisch nach innen wirkenden Explosion, einer »Implosion«, aufeinander zugeschossen. Bei vollständiger, praktisch aber nicht erreichbarer Spaltung entsteht je Kilogramm Uran 235 eine Energie, die 20 000 t (20 kt) des herkömmlichen Sprengstoffs Trinitrotoluol (TNT) entspricht. Demgemäß wird die Sprengenergie von Atombomben in Tonnen TNT ausgedrückt: von 1 kt (1 000 t) bei Spaltungsbomben bis 60 Mt (60 Mio. t) bei Wasserstoffbomben.

Heisenberg

kritische Masse

TNT

Der Weg zur ersten *unkontrollierten Kettenreaktion*, d.h. zur Atombombe, führte in den USA über eine *kontrollierte*. Dieser erste *Atomreaktor* CHICAGO-PILE-1 wurde im Rahmen des Manhattan-Projekts unter Leitung von E. Fermi (1901–1954) auf einem Sportplatz bei Chicago in Gang gebracht. Dieser Reaktor, der Graphit zur Abbremsung der frei werdenden schnellen Neutronen auf »thermische« Geschwindigkeit benutzte, wurde am 2. Dezember 1942 kritisch. Mit diesem epochalen Ereignis war die Möglichkeit einer *kontrollierten* Kettenreaktion erwiesen. Die verschlüsselte Mitteilung über diesen Erfolg ist in die Geschichte eingegangen: »Der italienische Seefahrer ist in der Neuen Welt gelandet.«

Chicago-pile-1
Fermi

Die in erster Linie auf die Forschungen von E. Bagge, K. Diebner, S. Flügge, W. Gerlach, C. F. von Weizsäcker und K. Wirtz gegründeten deutschen Versuche unter Leitung von W. Heisenberg und W. Bothe waren

die deutschen Atomversuche

[17] Vgl. Stephane Crueff: *Manhattan-Projekt*, Boston, Toronto 1967.

[18] Für Plutonium 239 in wäßriger Lösung, das mit einem Reflektor umgeben ist, ist die kritische Masse geringer.

zunächst erfolgversprechend, führten aber aus Materialmangel nicht zu einem sich selbst erhaltenden Reaktor. Der am Ende des Krieges zerstörte Versuchsreaktor in Haigerloch/Württemberg war nur mit 85 % der für die dort gewählte geometrische Anordnung benötigten kritischen Mindestmenge versorgt.

In den Vereinigten Staaten wurden während des Krieges zwei grundverschiedene Typen der Atombombe parallel entwickelt:

- Bomben, die hoch angereichertes Uran als nuklearen Sprengstoff verwenden (vgl. Abschnitt 1.2.3.1) und
- Bomben, die Plutonium als nuklearen Sprengstoff verwenden (vgl. Abschnitt 1.2.3.2).

Wasserstoffbombe

Nach dem Kriege folgte die Entwicklung der *Wasserstoffbombe*, die die bei der Fusion von Atomkernen niedrigster Ordnungszahl zu Helium frei werdende Energie nutzt (vgl. Abschnitt 1.2.3.3).

1.2.3.1 Uran-Sprengkörper

Urananreicherung

Es hatte sich früh gezeigt, daß nur Neutronen, die mit Hilfe von Moderatoren auf thermische Geschwindigkeiten gebremst wurden, imstande sind, im natürlichen Uran mit nur 0,71 % Anteil Uran 235 eine sich selbst erhaltende Kettenreaktion auszulösen und aufrechtzuerhalten. Technisch verbot sich dies bei einer ungezügelten Kettenreaktion in einer Atombombe. Im Rahmen des Manhattan-Projekts war man daher bemüht, den Anteil des Isotops 235 im Uran *anzureichern*, um zu verhindern, daß zu viele bei der Spaltung des Isotops 235 entstehende Neutronen durch das Isotop 238 verzehrt wurden. Da sich Uran 238 und Uran 235 chemisch (praktisch) nicht unterscheiden, kämen für die Anreicherung des Isotopes 235 nur physikalische Verfahren in Frage, die den geringen Massenunterschied zwischen diesen beiden Isotopen (238 : 235) ausnutzen. Nach technisch wenig befriedigen Versuchen mit der elektromagnetischen Isotopentrennung und der Isotopentrennung durch Destillation und durch Elektrolyse erwies sich recht bald das von J. R. Dunning vorgeschlagene *Trennwand-Diffusionsverfahren* – die »gaseous diffusion« – als das wirtschaftlichste.

Diffusionsverfahren

Uranhexafluorid

Zu diesem Zweck wird das feste Uranmetall in das gasförmige Uranhexafluorid (UF_6) überführt. Dieses Gas wird mittels starker Kompressoren durch eine große Anzahl von porösen Trennwänden gepreßt, wobei das leichtere Fluorid des Isotops 235 geringfügig schneller diffundiert und sich damit nach jedem Durchgang etwas anreichert. Durch sinnvolles Hintereinanderschalten mehrerer tausend Durchgänge in einem Kaskadensystem läßt sich damit der Anteil des Isotops 235 von 0,7 % auf über 95 % steigern Das derart angereicherte Uranfluorid wird dann wieder in festes Uran zurückverwandelt.

Anreicherungsanlage in Oak Ridge/Tenn.

Auf der Grundlage dieser Technik haben die Vereinigten Staaten noch während des Krieges die *Anreicherungsanlage in Oak Ridge/Tennessee* gebaut und in Betrieb genommen. Der für diese Anlage erforderliche technische Aufwand war außerordentlich hoch: bis Kriegsende ein Gebäudekom-

plex mit 16 ha Grundfläche, in dem 2 300 Trennstufen betrieben wurden; Kosten in Höhe von 347 Mio. US-Dollar[19]. Man erzählt, N. Bohr habe die Idee einer Uran-Isotopentrennung in industriellem Maßstab mit den Worten verworfen: »Sie müßten das ganze Land in eine Fabrik verwandeln.« Als ihm später dann die fertigen Anlagen gezeigt wurden, habe er bemerkt: »Sie sehen ich hatte recht. Sie haben wirklich das Land in eine Fabrik verwandelt.«

Hiroshima

Die Anlage von Oak Ridge lieferte den Sprengstoff für die am 6. August 1945 um 9.15 Uhr über dem Zentrum der Stadt Hiroshima gezündete erste im Krieg eingesetzte Bombe »Little Boy«, deren Sprengkraft 12 500 t TNT entsprach und mit der etwa 140 000 Menschen getötet wurden. Dabei wurden rund 1 kg Atome gespalten, die Massenänderung machte nur etwa 1 g aus[20].

---

[19] Bis November 1955 wurden in den drei amerikanischen Trennanlagen auf einer Gesamtgebäudefläche von 110 ha insgesamt über 10 000 Trennstufen in Betrieb genommen. Die Gesamtkosten werden mit 2 300 Mio. US-Dollar angegeben.

[20] Prof. Dr. Michaelis, einer der Herausgeber, gibt zu dem ersten Atombombenabwurf am 6. August 1945 auf Hiroshima den folgenden persönlichen Kommentar: In einer Berliner Buchhandlung stieß ich während des Krieges auf das 1943 bei Springer in Wien verlegte Buch von Hans Adolf Bauer »Grundlagen der Atomphysik«, das ich, schon wegen des mäßigen Zugangs zu wissenschaftlich anspruchsvoller Lektüre, aufmerksam studierte. Dieses Buch berichtet auch (Seite 102 ff.) über die Experimente von Hahn und Straßmann Ende 1938 in Berlin-Dahlem: »Bei der Suche nach den sog. ›*Transuranen*‹, von denen nur $_{93}$EkaRe[Np] und vielleicht $_{94}$EkaOs[Pu] durch Kernreaktionen ... nachgewiesen erscheinen, entdeckten 1939 O. Hahn und F. Straßmann einen neuen Umwandlungstypus: die *Spaltung schwerster* Kerne in zwei *mittelschwere*, deren Massenzahlen um 95 und 140 liegen...«

Nach dem Kriege startete ich mein neues berufliches Leben im Supreme Headquarter Allied Expeditionary Forces – SHAEF – im Frankfurter IG-Gebäude. Dort war meine Aufgabe, die alliierten Offiziere mit meinen Kenntnissen des deutschen Preisrechts bei ihrem Bemühen zu unterstützen, den Preisstand stabil zu erhalten. In diese Tätigkeit fiel ein für mich aufregendes Erlebnis: Am 7. August 1945 berichtete ›Stars and Stripes‹, die Zeitung der amerikanischen Army, in großer Aufmachung vom Abwurf der ersten »A Bomb« auf Hiroshima. Ich wurde gefragt, ob ich eine physikalische Erklärung für die außerordentliche Sprengkraft dieser Bombe geben könne, erinnerte mich daraufhin des Berichts von H. A. Bauer in eben jenem Buch und erklärte, daß die Energie möglicherweise durch die Spaltung von Uran freigesetzt sein könnte. Ergebnis: binnen kurzer Zeit nahm sich ein CIC Offizier meiner an in der Überzeugung, jemanden erfaßt zu haben, der an der letztlich erfolglosen Entwicklung einer deutschen Atombombe beteiligt war. Ich hatte davon natürlich keine Ahnung, konnte das dem Vernehmungsoffizier aber erst plausibel machen, als ich ihn in meine damalige Unterkunft in Frankfurt führte (von einer Wohnung konnte keine Rede sein) und ihm den Hinweis auf die Experimente von Hahn und Straßmann in diesem Buch zeigte (das Buch hatte ich durch eine bemerkenswerte Verkettung günstiger Umstände über den Krieg hinweg gerettet). Dieses kleine Erlebnis hatte zwei Folgen: die grenzenlose Verblüffung des amerikanischen Vernehmungsoffiziers darüber, daß über die Kernspaltung in einem während des Krieges im Großdeutschen Reich erschienenen Buch berichtet wurde *und* meinen Entschluß, die an deutschen Universitäten vor 1938 erworbenen »atomphysikalischen« Kenntnisse zu erweitern und, sehr viel später, auch zu valorisieren.

1.2.3.2 Plutonium-Sprengkörper

Es wurde bereits darauf hingewiesen, daß sich in einem mit natürlichem Uran betriebenen Reaktor ein Teil des Uran-Isotops 238 in Plutonium 239 verwandelt. Wie die Tabellen 1.7 und 1.8 zeigen, hat dieses hinsichtlich der Spaltbarkeit ähnliche Eigenschaften wie das Uran-Isotop 235; die Zahl der bei einer Spaltung frei werdenden Neutronen liegt mit etwa 2,87 sogar noch höher als bei Uran 235 mit 2,42. Schon während des Krieges nutzte man diesen Vorgang in den Vereinigten Staaten dadurch, daß man in *Hanford* am Columbia River im Staate Washington einen großen Atomreaktor nur zu dem Zweck in Betrieb setzte, Plutonium für das amerikanische Atombombenprojekt zu erzeugen. Später kam ein Reaktor am *Savannah River* in South Carolina hinzu. Nachdem die Bestrahlung eine ausreichende Menge des in dem Reaktor eingesetzten Uran 238 in Plutonium 239 verwandelt hatte, wurde der Brennstoff zur Extrahierung dieses Elements chemisch aufbereitet.

Hanford

Savannah River

Diese Anlagen lieferten den nuklearen Brennstoff für die am 16. Juli 1945 um 5.30 Uhr in Alamogordo/New Mexico ausgelöste erste Versuchs-Atombombe wie auch für die am 9. August 1945 um 12 Uhr über der Urugami-Kirche im Norden der Stadt Nagasaki gezündete zweite militärisch eingesetzte Atombombe »Fat Man« mit 22 000 t TNT Sprengkraft. Etwa 100 000 Menschen kamen hierdurch zu Tode. Dieser Bombenabwurf führte zur japanischen Kapitulation und damit zum Ende des Zweiten Weltkriegs.

Nagasaki

1.2.3.3 Thermonukleare Sprengkörper

Die erst nach dem Krieg in den Vereinigten Staaten unter der Leitung von E. Teller (geb. 1908) entwickelte und nach verschiedenen ortsfesten Experimenten (Eniwetok-Atoll im Mai 1951 und November 1952) erstmalig am 1. März 1954 über dem Bikini-Atoll gezündete *Wasserstoffbombe* setzte Energie frei aus einer *unkontrollierten thermonuklearen Fusion* , vornehmlich durch Verschmelzung von Deuterium ($^2_1$D) und Tritium ($^3_1$T) sowie Lithium ($^6_3$Li) zu Helium ($^4_2$He). Diese erfolgreichen Versuche sind zugleich Schlüsselexperimente für eine bisher noch nicht verwirklichte kontrollierte thermonukleare Fusion. Zur Zündung sind außerordentlich hohe Temperaturen erforderlich, man verwendet deshalb eine gewöhnliche Kernspaltungsbombe als Zünder. Die Sprengwirkung der Wasserstoffbombe geht weit über die von Spaltungsbomben hinaus.

Wasserstoffbombe

thermonukleare Fusion

kontrollierte thermonukleare Fusion

Kernverschmelzungs-Bomben sind regelmäßig mit einem Mantel aus Uran 238 umkleidet, der zwei Aufgaben hat: Er soll verhindern, daß die Zündung der Spaltungsbombe große Mengen der Wasserstoffisotope und des Lithiums vor einer Verschmelzung auseinandertreibt, andererseits wird durch die Zündung im Uran 238 des Mantels eine Kettenreaktion ausgelöst, die wahrscheinlich mehr als 80 % der Explosionsenergie liefert. Solche Bomben nennt man *Dreiphasenbomben*: »fission-fusion-fission-bombs«. Seit einiger Zeit bemüht man sich um einen Weg, Wasserstoffbomben ohne Spal-

Dreiphasenbomben

tungsbomben zu zünden, etwa durch Laserstrahlen (Light Amplification by Stimulated Emission of Radiation).

1.3 Funktionsbedingungen für Kernreaktoren

Bearbeitet von Karl Siegel

1.3.1 Allgemeine Eigenschaften der Kernreaktoren

Kernreaktoren, in der Anfangszeit der Kerntechnik auch als »Uranbrenner« oder »Atommeiler« bezeichnet oder englisch wie auch französisch »pile« genannt, sind Anlagen, in denen eine selbsterhaltende Kettenreaktion von Kernspaltungen kontrolliert abläuft. Solange der Reaktor kontrolliert in Betrieb ist, kann die Kettenreaktion weder bestimmte Grenzen überschreiten noch wegen fehlender Neutronen aufhören. Bei der Kernspaltung werden Neutronen, thermische Energie und Spaltprodukte freigesetzt. Ein Teil der Spaltprodukte zerfällt weiter. Dabei entstehen radioaktive Strahlung und Wärme. Außer Kernspaltungen treten auch Konversions- und Brutprozesse auf, wodurch nicht spaltbare Isotope in spaltbare umgewandelt werden. Diese Vorgänge bedingen, daß sich alle Kernreaktoren durch eine Reihe gemeinsamer Eigenschaften hinsichtlich Aufbau und Betrieb auszeichnen.

Uranbrenner
Atommeiler

Ein Kernreaktor enthält den Kernbrennstoff, bei thermischen Reaktoren einen Moderator zur Abbremsung der Neutronen auf thermische Energien, ein Kühlsystem zur Abführung der Wärme und eine Regeleinrichtung. Er ist zumeist von einem Reflektor zur Zurückstreuung der Neutronen umkleidet und in einem Druckbehälter untergebracht.

Für die *Auslegung des Reaktorkerns*, so wird im allgemeinen die Spaltzone bezeichnet, in der die Spaltungen und Konversionsprozesse erfolgen, sind Kriterien der Neutronenökonomie und der Wärmeabfuhr von entscheidender Bedeutung. Die Verluste an Neutronen durch Leckage aus dem Reaktorkern und durch parasitären Einfang müssen möglichst gering gehalten werden. Weiterhin muß die Wärmeabfuhr bei zulässigen Temperaturen ausreichend erfolgen und einen günstigen Wirkungsgrad ermöglichen.

Auslegung
des Reaktorkerns

Diese Anforderungen erfüllt am besten der *heterogene Kernreaktor*, dessen Reaktorkern, entsprechend den unterschiedlichen Funktionen, aus vielen gleichartigen Elementen besteht (z.B. Brennelemente, Kühlkanäle, Steuerstäbe etc.). Bei der Auslegung ist darauf zu achten, daß für den Reaktorkern das Verhältnis zwischen der äußeren Oberfläche und dem Volumen möglichst günstig wird. Auf diese Weise können die Neutronenverluste durch Ausfluß gering gehalten werden. Innerhalb des Reaktorkerns soll dagegen die die Wärme an das Kühlmittel übertragende Fläche im Verhältnis zum Brennstoffvolumen möglichst groß sein. So kann vom Kühlmittel eine große Wärmemenge aufgenommen werden, während gleichzeitig die Belastung für die die Wärme abgebende Fläche in Grenzen gehalten wird.

heterogener
Kernreaktor

Im Gegensatz zum heterogenen Kernreaktor liegen beim Konzept des *homogenen Reaktors* die verschiedenen Bestandteile des Kerns (Brennstoff,

homogener
Kernreaktor

Moderator, Kühlmittel) in einer homogenen Mischung vor. Für das Verhalten der Neutronen sind nur die Stoffeigenschaften dieser Mischung bestimmend. Bei Leistungssreaktoren ist dieses Konzept nicht zur Anwendung gekommen. Es ist nur bei einigen Forschungsreaktoren verwirklicht worden.

Auf weitere für die Kernenergiegewinnung wichtige Aspekte der Reaktorphysik und -technologie wird im folgenden näher eingegangen.

1.3.2 Wechselwirkungen zwischen Atomkernen und Neutronen

Spaltung
Einfang
Streuung

Trifft ein Neutron einen Atomkern, so kann es diesen *spalten* (z.B. Uran 235 in Krypton 89 und Barium 144), es kann *eingefangen* (absorbiert) werden und dadurch zur Bildung eines Kerns von höherer Massenzahl führen (z.B. Uran 238 zu Plutonium 239), und es kann *gestreut* werden; in diesem letzten Fall wird das Neutron aus seiner Bahn abgelenkt und gibt dabei Energie an den streuenden Atomkern ab, ähnlich wie dies beim Zusammenstoß von zwei Billardkugeln der Fall ist.

Neutroneneinfang

Es zeigt sich nun, daß die Wahrscheinlichkeit der Spaltung eines Atomkerns durch Neutronenbeschuß oder des *Einfangens eines Neutrons* nicht nur von Atom zu Atom verschieden ist, sondern auch in charakteristischer Weise von der Höhe der Energie, d.h. der Geschwindigkeit des Neutrons, abhängt. Drei Gesetzmäßigkeiten sind für die Reaktorphysik von Bedeutung:

Reaktorgifte,
Neutronengifte

Zunächst ist zu berücksichtigen, daß bestimmte Elemente in weit stärkerem Maße als andere die Neigung haben, Neutronen einzufangen. Das gilt insbesondere für Lithium, Bor, Cadmium, Xenon und einige Seltene Erden. Entstehen solche Elemente bei der Kernspaltung, so bezeichnet man sie als *Reaktor- oder Neutronengifte*, weil sie die Kettenreaktion bald zum Erliegen bringen können. Am unangenehmsten ist das Xenon-Isotop 135. Nachteilig sind auch die Seltenen Erden Samarium, Europium und Gadolinium.

Andere Elemente fangen kaum Neutronen ein und eignen sich daher als Moderatoren, Kühlmittel und Strukturmaterialien. Dazu gehören vor allem schweres Wasser, Helium, Beryllium, Kohlenstoff, Sauerstoff, Natrium, Magnesium, Aluminium, Zirkonium und Barium. Technisch wichtig ist, daß – stets vorhandene – Beimischungen nachteilig wirken, so z.B. die Verunreinigung des Graphits durch Bor oder des Zirkoniums durch Hafnium. Daher mußten besondere Verfahren entwickelt werden, um die Verunreinigung dieser Materialien auf ein erträgliches Maß zu reduzieren (vgl. Tabelle 1.9).

Kerne mit gerader Massenzahl

Kerne mit ungerader Massenzahl

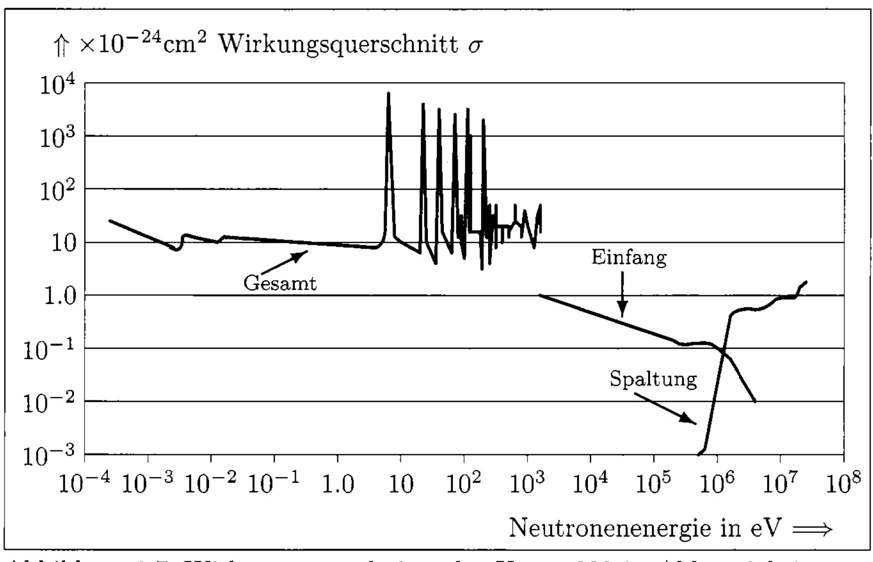
Sodann ist festzuhalten, daß Kerne mit *gerader Massenzahl*, insbesondere Thorium 232 und Uran 238, wegen der starken Bindung des letzten Neutrons zur Spaltung einer um wenigstens 1 MeV höheren Energie bedürfen als Kerne *ungerader Massenzahl* wie Uran 235 und Plutonium 239. Die ersteren sind daher nur mit energiereichen schnellen Neutronen spaltbar, die letzteren auch mit abgebremsten thermischen Neutronen (vgl. Tabelle 1.7).

Schließlich ist zu beachten, daß Atomkerne bevorzugt Neutronen mit bestimmten Energien (d.h. Geschwindigkeiten) einfangen und damit Kerne höherer Massenzahl aufbauen. Für Uran 238 sind dies Energien zwischen 5 und 100 eV (Elektronenvolt) und höher; man sagt: In diesem Energiebereich liegt *Resonanz* vor (vgl. Abbildung 1.7).

Resonanz

Das in der Reaktorphysik verwendete Maß für die Wechselwirkung zwischen Atomkernen und Neutronen ist der *Wirkungsquerschnitt* σ (sigma), definiert als Wahrscheinlichkeit für das Eintreten einer bestimmten Kernreaktion. Für jede der drei genannten Wechselwirkungen zwischen Atomkern und Neutron – *Spaltung* (»fission«), *Einfang* (»absorption«) und *Streuung* (»scattering«) – gelten besondere Wirkungsquerschnitte σ_f, σ_a und σ_s, die auch von der Energie der auftreffenden Neutronen (gemessen in eV) abhängen. Der totale Wirkungsquerschnitt σ_{total} entspricht der Summe der Wechselwirkungen zwischen den Neutronen und den Atomkernen.

Wirkungsquerschnitt



Uran 238 Wirkungsquerschnitte

Abbildung 1.7: Wirkungsquerschnitte des Urans 238 in Abhängigkeit von der Neutronenenergie.
Quelle: A. Ziegler: *Lehrbuch der Reaktortechnik*, 1983, S. 77.

Der Wirkungsquerschnitt wird heute in der Einheit $10^{-24}\,\text{cm}^2$ angegeben. Die früher gebräuchliche Bezeichnung *barn* – auf deutsch: »Scheunentor« – wurde als Deckname während des Krieges in den Vereinigten Staaten eingeführt. 1 barn entspricht einer Fläche von $10^{-24}\,\text{cm}^2$ ($10^{-12}\,\text{cm} \cdot 10^{-12}\,\text{cm}$), also etwa dem Querschnitt des Kerns eines Wasserstoffatoms.

Die Wirkungsquerschnitte sind nicht nur, wie Tabelle 1.9 zeigt, von Element zu Element verschieden und von der Art der Wechselwirkung abhängig, sondern auch von der Energie der auftreffenden Neutronen. Uran 235 (vgl. Abbildung 1.8) hat gegenüber thermischen Neutronen einen *Spaltungsquerschnitt* von $577 \cdot 10^{-24}\,\text{cm}^2$, das besagt, thermische Neutronen spalten einen Kern dieses Atoms mit der Wahrscheinlichkeit, mit der sie auf eine

Spaltungsquerschnitt

Uran 235 Wirkungsquerschnitte

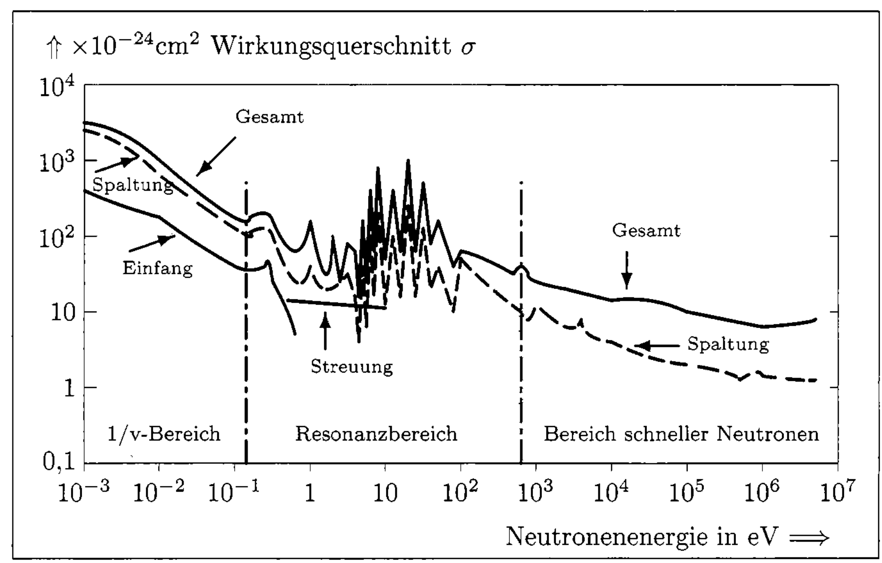


Abbildung 1.8: Wirkungsquerschnitte des Urans 235 in Abhängigkeit von der Neutronenenergie.
Quelle: A. Ziegler: *Lehrbuch der Reaktortechnik*, 1983, S. 71.

Fläche von $577 \cdot 10^{-24}\,\mathrm{cm}^2$ auftreffen. Tatsächlich hat der Kern nur einen geometrischen Querschnitt von etwa $3 \cdot 10^{-24}\,\mathrm{cm}^2$. Für das Funktionieren eines Reaktors ist von Bedeutung, daß einige bei Spaltungen entstehende Spaltprodukte, so das in Tabelle 1.9 genannte Xenon 135, aber beispielsweise auch Samarium 149, besonders hohe Einfangsquerschnitte haben. Wie bereits erwähnt, können diese Reaktor- oder Neutronengifte eine Kettenreaktion zum Erliegen bringen.

Einfangsquerschnitt

1.3.3 Schnelle und langsame Neutronen in Reaktoren

kontrollierte Kettenreaktion

Diese Vorbemerkungen gestatten uns, die Bedingungen für die Aufrechterhaltung einer *kontrollierten Kettenreaktion* in einem Reaktor näher zu untersuchen. Wie wir gesehen haben, entstehen je Kernspaltung durchschnittlich zwei bis drei neue Neutronen, die, wenn sie sämtlich wieder neue Kernspaltungen bewirken würden, eine sogleich außer Kontrolle geratende Kettenreaktion ergäben. Zahlreiche Neutronen werden aber durch den Brennstoff, den Moderator, das Kühlmittel und die Strukturmaterialien eingefangen, andere entweichen aus dem Reaktor und scheiden damit für die Aufrechterhaltung der Kettenreaktion aus. Damit innerhalb eines Reaktors die Kettenreaktion stationär abläuft, muß dafür gesorgt werden, daß pro Zeiteinheit im Reaktorkern gerade so viel Neutronen produziert werden, wie durch Absorption und Auslauf verlorengehen.

Tabelle 1.9: Wirkungsquerschnitte für verschiedene Reaktormaterialien

Wirkungsquerschnitte von Reaktormaterialien

		Anmerkung	Dichte ϱ g/cm^3	Wirkungsquerschnitte σ für $E_n = 0,025$ eV σ_s	σ_a [10^{-24} cm^2]	σ_f
Spaltstoffe	U-233		18,7	13,0	573	525
	U-235		18,7	15,0	678	577
	U-238	als Brutstoff	18,7	8,3	2,73	—
	Natururan	99,27 % U-238 + 0,73 % U-235	18,7	8,3	7,60	4,16
	UO_2	Natururan	10,8	16,7	7,6	4,16
	UO_2	angereichert 2,5 % U-235	10,8	16,7	19,61	14,4
	UO_2	angereichert 3,0 % U-235	10,8	16,7	23,0	17,3
	Pu-239		19,7	9,5	1015	741
	Pu-241		19,7	10,0	1375	950
	Th-232	als Brutstoff	11,7	13	7,56	—
Moderator	C	als reiner Graphit	1,60	4,8	0,0034	
	Be		1,84	7,0	0,0095	
und	D_2O	0,25 % Anteil H_2O } flüssig	1,10	14,5	0,00118	
	H_2O	} flüssig	1,00	105	0,664	
Kühlmittel	He	} gasförmig		0,73	0,007	
	CO_2	} gasförmig			0,005	
	Na	flüssig	0,97	4,0	0,531	
Absorber-material	B	Regelstäbe	2,45	4,0	759	
	Cd	Regelstäbe	8,65	7,0	2537	
	Xe-135	Neutronengift } Spaltprodukte			2720000	
	Sm-149	Neutronengift } Spaltprodukte			40800	
Struktur-materialien	Al	für Brennelemente	2,70	1,4	0,23	
	Cr		6,92	3,0	3,1	
	Mn		7,42	2,3	13,2	
	Fe		7,86	11,0	2,62	
	Co		8,71	37,1	7,0	
	Ni		8,75	17,5	4,6	
	Zr	Brennstabhüllen	6,44	8,0	0,185	
	Nb		8,40	5,0	1,16	
	Mo		10,2	7,0	2,70	
	O	als Bestandteil		4,2	0,00018	
	H	chemischer Verbindungen		20,4	0,332	

Quelle: A. Ziegler: *Handbuch der Reaktortechnik*, 1983, Bd. 1, S. 70.

Zur Kennzeichnung des *Neutronenhaushalts* wurde der sogenannte effektive Vermehrungsfaktor k_{eff} eingeführt:

Neutronenhaushalt

$$k_{\text{eff}} = \frac{Produktionsrate}{Absorptionsrate + Auslaufrate}. \qquad (1.11)$$

effektiver Vermehrungsfaktor

Um für einen Reaktor k_{eff} zu berechnen, verwendet man häufig die folgende Produktdarstellung:

$$k_{\text{eff}} = \varepsilon \cdot p \cdot f \cdot \eta \cdot L_s \cdot L_{th}. \qquad (1.12)$$

Die Vorschriften zur Berechnung der einzelnen Faktoren sind folgendermaßen definiert[21]:

ε (epsilon), der *Schnellspaltfaktor*, ist das Verhältnis der Anzahl der insgesamt durch Spaltung erzeugten Neutronen zur Anzahl der durch thermische Spaltung erzeugten Neutronen.

[21] *Quelle:* A. Ziegler: *Lehrbuch der Reaktortechnik*, 1983, Bd. 1, S. 89.

- p Die *Bremsnutzung* oder *Resonanz-Entkommwahrscheinlichkeit* ist das Verhältnis der Anzahl der zu thermischen Energien moderierten Neutronen zu der Anzahl der in der Anordnung verbliebenen schnellen Neutronen.
- f Der *thermische Nutzfaktor* ist das Verhältnis der Anzahl der im Brennstoff absorbierten thermischen Neutronen zu der Anzahl der in der Anordnung absorbierten thermischen Neutronen.
- η (eta), der *Regenerationsfaktor* ist das Verhältnis der Anzahl der durch thermische Spaltungen erzeugten Neutronen zu der Anzahl der im Brennstoff absorbierten thermischen Neutronen.
- L_s Der *schnelle Verbleibfaktor* ist das Verhältnis der Anzahl der in der Anordnung verbliebenen schnellen Neutronen zu der Anzahl der insgesamt durch Spaltung erzeugten Neutronen.
- L_{th} Der *thermische Verbleibfaktor* ist das Verhältnis der Anzahl der in der Anordnung absorbierten thermischen Neutronen zur der Anzahl der zu thermischen Energien moderierten Neutronen.

Die Faktoren ε, p, f und η sind nur von den Materialeigenschaften der Anordnung (Reaktorkern) abhängig, während die Verbleibfaktoren L_s und L_{th} auch von der Form und Größe der Anordnung abhängen. Der k-Faktor kann deshalb in einen geometrieabhängigen und einen geometrieunabhängigen Anteil aufgeteilt werden. Der letztere Anteil ist gleich dem Multiplikationsfaktor für eine unendlich große Anordnung, bei der L_s und L_{th} gleich 1 sind. Er wird als

Vierfaktorenformel

$$k_\infty = \varepsilon \cdot p \cdot f \cdot \eta \qquad (1.13)$$

dargestellt und in dieser Form als »Vierfaktorenformel« bezeichnet.

Neutronen-moderation

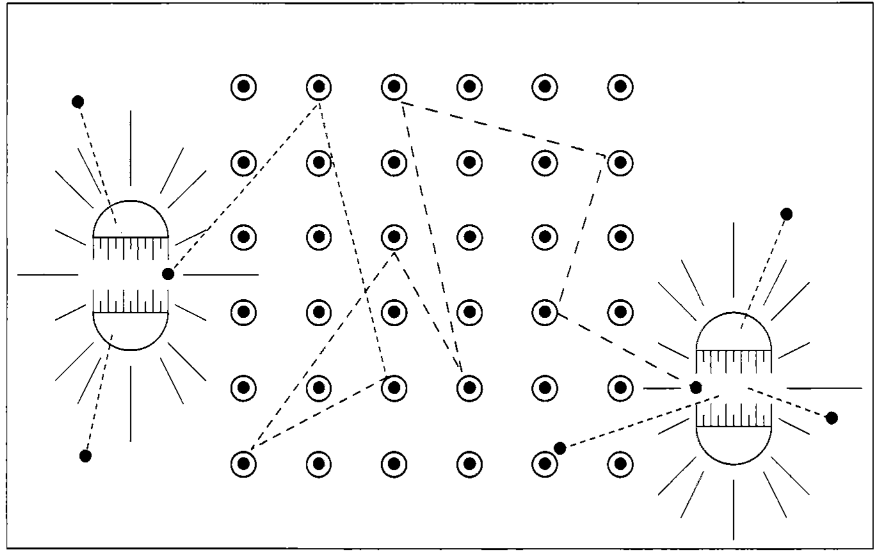


Abbildung 1.9: Abbremsung schneller in langsame (thermische) Neutronen in einem Moderator.

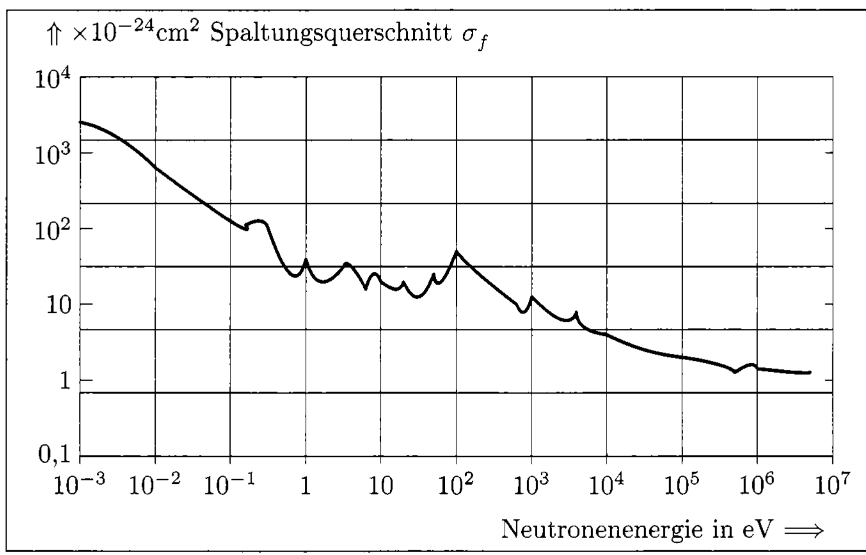


Abbildung 1.10: Spaltungsquerschnitt des Uran 235, abhängig von der Neutronengeschwindigkeit.

Uran 235 Spaltungsquerschnitt

Reaktivität

Setzt man $1/k_{\text{eff}} = 1 - \varrho$, dann nennt man ϱ (rho) die *Reaktivität* der Anordnung. Sie ist Null für eine gerade kritische Anordnung und größer als Null, wenn k_{eff} größer als 1 ist, also mehr Neutronen produziert werden, als zur Deckung der Verluste nötig wären.

Bei einem mit Natururan (99,29 % Uran 238, 0,71 % Uran 235) beschickten Reaktor werden die durch Spaltung des Uran 235 entstehenden Neutronen weitgehend durch das im Massenanteil überwiegende Uran 238 eingefangen und scheiden damit für weitere Kernspaltungen aus. Selbst bei einem sehr groß dimensionierten Reaktor, bei dem nur relativ wenige Neutronen nach außen diffundieren, läßt sich in dieser Konzeption keine Kettenreaktion erreichen. Daher müssen, wie schon früh erkannt wurde, andere Wege gesucht werden:

Anreicherung des Uran-235-Isotops

(1) Durch *Anreicherung des Uran-235-Isotops* kann die Zahl der Neutronen so vergrößert werden, daß eine Kettenreaktion aufrechtzuerhalten ist. Dasselbe Ergebnis läßt sich erreichen, wenn Plutonium als Brennstoff verwendet wird. Dieser Weg führt zum *Schnellen Brutreaktor*.

Schneller Brüter

(2) Man kann mit Hilfe eines Moderators die bei der Spaltung des Uran 235 freiwerdenden schnellen Neutronen in kürzester Frist von ursprünglich über 1 MeV (1 Mio. eV) auf unter 1 eV abbremsen, so daß die Resonanzzone zwischen 100 und 5 eV, in welcher das Uran 238 vornehmlich Neutronen einfängt, durcheilt wird, ohne daß zu viele Neutronen für die Spaltung verlorengehen. Abbildung 1.9 veranschaulicht diesen Vorgang. Wie Abbildung 1.10 erkennen läßt, sind die derart auf thermische Geschwin-

thermischer Reaktor

digkeiten (2 200 m/s – das entspricht 0,025 eV)[22] gebremsten Neutronen besonders geeignet, Spaltungen von Kernen des Uran 235 herbeizuführen und damit eine Kettenreaktion aufrechtzuerhalten. Dies ist das Prinzip des *thermischen Reaktors*, z.B. des Leichtwasserreaktors.

1.3.4 Moderatoren für thermische Reaktoren

Neutronen-moderatoren

Wenden wir uns nun zunächst dem thermischen Reaktor zu. Der zur Bremsung der Neutronen dienende *Moderator* muß zwei Eigenschaften haben:

- Sein Atomgewicht muß niedrig sein, damit durch wenige elastische Stöße die Neutronen ihre Energie schnell unter die Resonanzzone des Uran 238 senken.
- Er darf nur wenige Neutronen einfangen, sonst gehen sie für die Aufrechterhaltung der Kettenreaktion verloren.

Tabelle 1.10: Moderatoren

Moderator	Symbol	Zahl der Zusammenstöße, um die Energie von 1,75 MeV auf 0,025 eV zu ermäßigen	Einfangsquerschnitt für thermische Neutronen, in 10^{-24} cm^2
(Leichter) Wasserstoff	$^1_1$H	18	0,332
Schwerer Wasserstoff (Deuterium)	$^2_1$H(D)	25	0,00046
Beryllium	$^9_3$Be	88	0,0095
Kohlenstoff (Graphit)	$^{12}_6$C	115	0,0034

Neutronen-moderatoren

schwerer Wasserstoff

Die wichtigsten Moderatoren sind gewöhnliches und schweres Wasser, Beryllium und Graphit. In Tabelle 1.10 sind die charakteristischen Daten dieser Moderatoren gegenübergestellt: Danach ist *schwerer Wasserstoff* der beste

[22] Neutronen befinden sich bei dieser Geschwindigkeit in *thermischem Gleichgewicht* mit ihrer Umgebung. Dieser Feststellung liegt die Beziehung zugrunde:

$$\frac{m \cdot v^2}{2} = \mathrm{k} \cdot T.$$

Darin ist
- m die Masse des Neutrons in g,
- v die mittlere Geschwindigkeit in cm/s,
- k die Boltzmann-Konstante = $1,3807 \cdot 10^{-23}$ JK^{-1} oder $8,6174 \cdot 10^{-5}$ eVK^{-1}
- T die absolute Temperatur in Kelvin (Celsiusgrad + 273,15).

Für 25 °C ergibt sich danach
$v = 2\,200$ m/s entsprechend 0,025 eV.

Moderator. Er ist aber recht teuer. Daher ist man in der Reaktortechnik bestrebt gewesen, Reaktoren zu entwickeln, bei denen auch gewöhnliches Wasser mit seinem höheren Einfangsquerschnitt als Moderator für die schnellen Neutronen und als Kühlmittel dienen kann. Sowohl beim gewöhnlichen wie auch beim schweren Wasser muß berücksichtigt werden, daß mit steigender Temperatur der Druck zunimmt und chemische Reaktionen schneller ablaufen. Dem wird durch eine entsprechende Werkstoffauswahl Rechnung getragen. Da Hüllenschäden nicht ausgeschlossen werden können, verbietet sich die Verwendung des stark korrodierenden Uranmetalls als Brennstoffmatrix. Statt dessen wird das weniger wärmeleitende, aber chemisch inerte *Uran-IV-Oxid* (UO_2) verwendet. Wird das Volumenverhältnis zwischen Mo-

Uranoxid

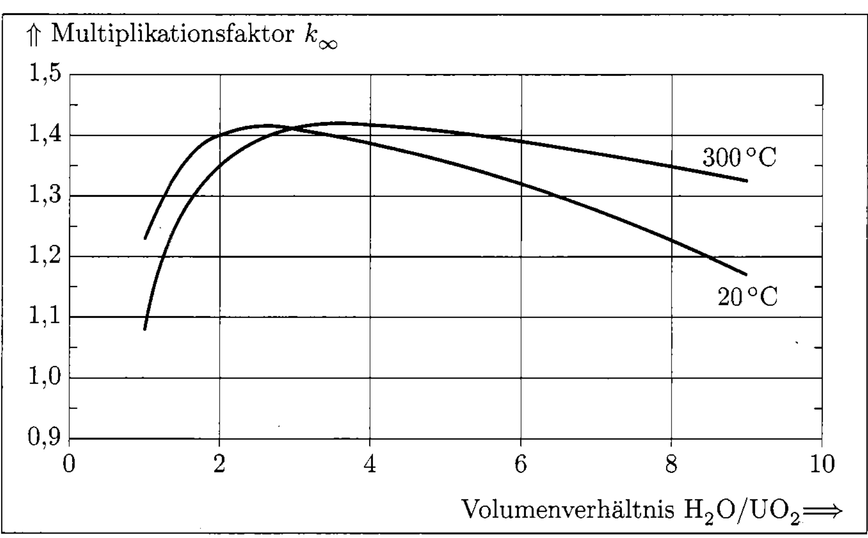


Abbildung 1.11: Multiplikationsfaktor k_∞ in Abhängigkeit des Volumenverhältnisses Moderator zu Brennstoff für H_2O als Moderator.

Quelle: Oldekop: *Einführung in die Kernreaktor- und Kernkraftwerkstechnik*, 1975, S. 115.

Multiplikationsfaktor k_∞

derator und Brennstoff variiert, so ändert sich der Multiplikationsfaktor k_∞, wie es in der Abbildung 1.11 beispielhaft für H_20 als Moderator dargestellt ist. Für ein bestimmtes Volumenverhältnis Moderator zu Brennstoff ergibt sich ein Optimum für k_∞. Wird das Volumenverhältnis größer als dasjenige des k_∞-Optimums, so wird die Absorption thermischer Neutronen im Moderator zu stark und der f-Faktor der Vierfaktorenformel zu klein (*übermoderiert*), wird dagegen das Volumenverhältnis kleiner, so ist die Bremsung (Moderation) schneller Neutronen zu schwach, die Resonanzabsorption zu stark und der p-Faktor zu klein (*untermoderiert*).

Übermoderation

Untermoderation

Das k_∞-Optimum ist abhängig von der Art und Dichte (Temperatur) des Moderators sowie von der Anreicherung und Geometrie (Stabradien) des Brennstoffs.

Bei H_2O als Moderator liegen die für k_∞ optimalen Volumenverhält-

Wasser-Moderator

nisse zwischen 2 und 4. Bei der Moderation mit D_2O oder Graphit sind die Volumenverhältnisse von Moderator zu Brennstoff um eine Größenordnung höher, und somit ergibt sich ein wesentlich größerer Reaktorkern als bei der H_2O-Moderation. Diesem Nachteil steht der Vorteil gegenüber, daß D_2O-moderierte und grundsätzlich auch graphitmoderierte Reaktoren mit Natururan ($\eta = 1,33$) betrieben werden können.

Graphit-Moderator

Der Moderator Graphit eignet sich gleichfalls als Strukturmaterial. Für die Spaltgase Krypton und Xenon ist Graphit undurchlässig, dagegen schirmt Graphit die radioaktive Strahlung nicht vollständig ab. Graphit, der in Reaktoren verwendet wird, muß von allen Beimischungen frei sein, insbesondere von Bor, das einen sehr hohen Einfangsquerschnitt hat (für thermische Neutronen $759 \cdot 10^{-24}\,\text{cm}^2$).

Wigner-Effekt

Die Hoffnungen, die man auf das *Beryllium* als Moderatorsubstanz und auch als Hüllenmaterial gesetzt hat, haben sich wegen seines ungünstigen Verhaltens unter Strahlung nicht voll erfüllt (Wigner-Effekt). Auch organische Substanzen, so Diphenyl, Terphenyl usw., sind gute Moderatoren, sie haben aber, insbesondere als Kühlmittel, enttäuscht, weil sie sich unter Strahleneinwirkung zersetzen (sog. *Fouling*).

Vermehrungsfaktor

Mischt man Natururan und die Moderatorsubstanz in *homogener* Weise, so gibt es jeweils ein optimales Mengenverhältnis zwischen den beiden Substanzen, das zu dem günstigsten *Vermehrungsfaktor* führt. Der erreichbare Vermehrungsfaktor ist aus Tabelle 1.11 ersichtlich. Die Tabelle zeigt, daß bei

Tabelle 1.11: Höchster erreichbarer Vermehrungsfaktor k bei optimaler homogener Mischung von Natururan und verschiedenen Moderatoren

Moderator	Symbol	Vermehrungsfaktor
Gewöhnliches Wasser	H_2O	0,62
Schweres Wasser	D_2O	1,33
Beryllium	Be	0,66
Graphit	C	0,84

heterogener Reaktor

homogener Mischung nur ein Natururanreaktor kritisch werden kann, bei dem schweres Wasser als Moderator verwendet wird. Die Zahl der in der Resonanzzone eingefangenen Neutronen verringert sich aber, wenn Kernbrennstoff und Moderator getrennt, d.h. *heterogen*, angeordnet werden. Das geschieht bei allen zur Zeit gebräuchlichen Reaktortypen: Die Brennstoffe werden zumeist in der Form von Stäben, Platten oder Röhren in die Moderatorsubstanz eingeführt. In einer solchen heterogenen Anordnung kann auch die Verwendung von Graphit zu einer Kettenreaktion führen. Allerdings ist die dann erforderliche Mindestmenge an Natururan – die kritische Masse – mit 30 t etwa zehnmal so hoch wie bei schwerem Wasser. (Die während des Zweiten Weltkrieges im Deutschen Reich betriebene Entwicklung hat diese Möglichkeit verkannt, da das zur Messung der Neutronenabsorption verwendete Graphit Verunreinigungen enthielt. Daher wurde zuletzt nur schweres Wasser als *Moderatorsubstanz* in Betracht gezogen. Die durch diese

Entscheidung bedingten Versorgungsschwierigkeiten führten dazu, daß der Haigerloch-Reaktor niemals kritisch wurde.)

Die Neutronenbilanz läßt sich weiter verbessern, wenn man den Reaktorkern mit einem *Reflektor* umkleidet, der nach außen diffundierende Neutronen zurückwirft. Geeignete Substanzen sind schweres Wasser, Beryllium und Graphit. Die kritische Masse verringert sich entsprechend.

Neutronen-Reflektor

1.3.5 Schnelle und thermische Brutreaktoren

Schnelle (Brut-)Reaktoren haben keinen Moderator. Das unterscheidet sie von thermischen Reaktoren. Die Neutronen verlieren in solchen Reaktoren nur wenig an Geschwindigkeit. Die untere Geschwindigkeitsgrenze liegt bei 0,3 bis 0,5 MeV, das ist die Schwellenenergie für die Verwandlung des nicht spaltbaren Uran 238 in den Spaltstoff Plutonium 239 nach der Brutformel 1.10.

Brutreaktoren

Tabelle 1.12: Mittlere Zahl der Spaltneutronen je Absorption (Regenerationsfaktor η) bei der Kernspaltung durch langsame Neutronen (0,025 eV) und schnelle Neutronen (1 MeV)[a]

Spaltstoff	Bei Spaltung durch Neutronen mit 0,025 eV (thermisch)	Bei Spaltung durch Neutronen mit 1 MeV (schnell)
Uran 233	2,29	2,48
Uran 235	2,07	2,32
Plutonium 239	2,10	2,97
Plutonium 241	2,15	2,86

[a] Es ist zu berücksichtigen, daß bei den vier Spaltstoffen nicht jedes eingefangene Neutron zu einer Spaltung führt, sondern auch angelagert werden kann. Daher sind die hier angegebenen, in die Vierfaktorformel eingehenden Regenerationsfaktoren (Ausbeutezahlen) η niedriger als die in Tabelle 1.8 angegebenen Zahlen ν der je Spaltung entstehenden Spaltungsneutronen.

Quelle: Emendörfer/Höcker: *Theorie der Kernreaktoren*, 1982, S. 40.

Erbrütetes Plutonium 239 hat ähnliche Eigenschaften wie Uran 235: Es spaltet sich unter Neutronenbeschuß mit dem bemerkenswerten Vorteil, daß bei schnellen Neutronen (1 MeV) je Absorption durchschnittlich 2,97 Neutronen und nicht nur 2,32 wie beim Uran 235 frei werden, eine Kettenreaktion sich also leichter aufrechterhalten läßt (vgl. Tabelle 1.12).

Schnelle Brüter

Zum *Brüten* im engeren Sinne ist erforderlich, daß die Zahl der je Spaltung freiwerdenden und nicht durch Absorption oder Austritt aus dem Reaktor verlorengehenden Neutronen mindestens zwei beträgt. Dann wird nämlich neben Energie wenigstens ebensoviel spaltbares Material (Plutonium) erzeugt, wie bei der Spaltung verbraucht wird. Anders ausgedrückt: Das Verhältnis zwischen gewonnenen und verbrauchten Spaltstoffen – das »Brutverhältnis« – ist größer als 1, es entsteht ein »Brutgewinn«. Ist die Zahl der wirksamen Neutronen geringer als zwei, so wird weniger Plutonium erzeugt, als an Spaltstoff verbraucht wird. Reaktoren, die diese Bedingungen

Brüten

Brutverhältnis
Brutgewinn

Konverter

erfüllen, bezeichnet man als *Konverter*, weil auch sie Uran 238 in Plutonium umwandeln.

Thorium

Auch unter Verwendung von thermischen Neutronen gibt es einen Prozeß, bei welchem sich die Spaltstoffmenge nicht verringert. *Thermisches Brüten* ist aber nicht mit Uran 238 als Brutstoff möglich, sondern nur mit dem ebenso wie Uran in der Natur vorkommenden Thorium 232. Bei Beschuß mit thermischen Neutronen entsteht zunächst das kurzlebige Thorium 233, das sich unter Aussendung eines Elektrons sogleich in Protaktinium 233 und sodann, nach erneuter Abgabe eines Elektrons, in das spaltbare Endprodukt Uran 233 verwandelt. Diese *Brutformel* lautet ausgeschrieben:

$$^{232}_{90}\mathrm{Th} + ^{1}_{0} n \rightarrow ^{233}_{90}\mathrm{Th} \rightarrow ^{0}_{-1}\mathrm{e} + ^{233}_{91}\mathrm{Pa} \rightarrow ^{0}_{-1}\mathrm{e} + ^{233}_{92}\mathrm{U}. \qquad (1.14)$$

Die Halbwertszeit beträgt bei der Verwandlung von Thorium in Protaktinium 22,3 Minuten und bei Verwandlung von Protaktinium 233 in Uran 233 27,0 Tage.

Daß thermische Neutronen nur in diesem Prozeß ein Brüten bewirken können, zeigt Tabelle 1.12. Wie daraus zu ersehen ist, übertrifft der Regenerationsfaktor bei *thermischen* Neutronen die Zahl 2 beim Uran 235 nur um 0,07 und beim Plutonium 239 nur um 0,10. Wegen des nicht vermeidbaren Einfangs einiger Neutronen und wegen der Leckage läßt sich unter diesen Bedingungen ein Brüten nicht erreichen. Auch beim Uran 233 ist der Überschuß mit 0,29 gering. Immerhin ist aber ein Brüten möglich. Bei Bestrahlung durch schnelle Neutronen sind die entsprechenden Überschüsse 0,97 für Plutonium 239 und 0,32 für Uran 235. Plutonium 239, verwendet als Spaltstoff für Schnelle Reaktoren, liefert daher die günstigsten Brutbedingungen.

1.3.6 Kühlmittel

Bei der Kernspaltung in Reaktoren entsteht Wärme, die schon zur Vermeidung von Überhitzungsschäden abgeführt werden muß. Die ersten Experimentalreaktoren wurden durch Luft gekühlt, die Wärme wurde ins Freie abgeführt. Auch die Wärme der acht großdimensionierten, der Erzeugung von Plutonium dienenden Hanford-Reaktoren im Staate Washington/USA wurde nicht genutzt.

Kühlkreislauf

Leistungsreaktoren sollen die durch Kernspaltungen entstehende Wärme energetisch nutzen. Hierbei wird die Wärme – z.B. im Druckwasserreaktor – mit Hilfe des Kühlmittels vom Reaktorkern zum Dampferzeuger transportiert. Dort wird die Wärme an das Wasser des Wasser-Dampf-Kreislaufs abgegeben. Der hierbei entstehende Dampf wird zum Antrieb der Turbine genutzt.

Kühlmittel

Wärmeübergang

Kühlmittel können flüssig- oder gasförmig sein. An sie sind ähnliche Forderungen zu stellen wie an Moderatoren. Sie müssen zudem einen guten *Wärmeübergang* erlauben, eine hohe spezifische Wärme aufweisen und dürfen in ihrem chemischen und kernphysikalischen Verhalten kein unüberwindliches Problem aufwerfen. Insbesondere muß ein Korrodieren

der Reaktorwerkstoffe vermieden werden. Bei Schnellen Reaktoren darf das Kühlmittel zudem kein zu geringes Atomgewicht aufweisen, um eine zu starke Abbremsung der Neutronen zu vermeiden.

In Leistungsreaktoren werden insbesondere die folgenden Kühlmittel verwendet:

- die Gase *Kohlendioxid* und *Helium*, beide günstig für die Neutronenökonomie, aber mit wenig günstigen Wärmeübergangseigenschaften; daher sind starke Gebläse und ein hoher Druck erforderlich;

Kühlgase

- *gewöhnliches* und *schweres Wasser*; Wasser hat wegen seiner hohen spezifischen Wärme den Vorteil einer guten Wärmeabfuhr und besitzt gute Wärmeleiteigenschaften; daher kann eine höhere Leistungsdichte als beim gasgekühlten Reaktor erreicht werden; auf seine Nachteile – der mit der Temperatur stark steigende Druck und die Korrosion der Werkstoffe – wurde in den Ausführungen über Moderatoren hingewiesen (siehe Seite 31);

Kühlwasser

- flüssige Metalle, insbesondere *Natrium* und *Kalium* und deren Legierungen; diese Metalle haben gute Wärmeleiteigenschaften und verfügen selbst bei hohen Temperaturen (z.B. 600 °C) noch über einen geringen Dampfdruck; beide reagieren aber mit Wasser sehr heftig, so daß besondere Sicherheitsvorkehrungen erforderlich werden; zudem wird Natrium unter Neutronenbeschuß radioaktiv, daher ist stets wenigstens ein Wärmeaustauscher erforderlich; der Primärkreislauf muß stark abgeschirmt werden.

flüssige Metalle

Die Tabelle 1.13 gibt einige wichtige physikalische Daten für verwendbare Kühlmittel.

Tabelle 1.13: Kühlmittelcharakteristika bei 100 °C und 1 bar

Kühlmittel-eigenschaften

Kühlmittel	Makroskop. Wirkungsquerschnitt Σ [a]	Spezifische Wärme	Wärmeleitfähigkeit	Dichte	Schmelzpunkt	Siedepunkt
	$10^{-6}\,\mathrm{cm}^{-1}$	$\frac{\mathrm{kJ}}{\mathrm{kg\,K}}$	$\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m\,K}}$	$\frac{\mathrm{g}}{\mathrm{dm}^3}$	°C	°C
H_2O	16691,1	4,216	0,682	958	0	100
D_2O	29,3	4,195	0,621	1063	3,8	101,4
Na	10224,2	1,386	85,8	927	98	880
Luft	44,2	1,013	0,0318	0,95	–	–
He	0,11	5,20	0,178	0,127	–	–
H_2	10,1	14,36	0,223	0,066	–	–
CO_2	0,057	0,918	0,022	1,402	–	–

[a] Σ (Sigma) ist der auf die Volumeneinheit bezogene »makroskopische« Einfangsquerschnitt. Ist σ der mikroskopische Einfangsquerschnitt in cm^2 und N die Zahl der in einem cm^3 vorhandenen Kerne, so ist $\Sigma = N \cdot \sigma$ in cm^{-1}. Im vorliegenden Fall ist σ der über ein Maxwell-Spektrum gemittelte thermische Wirkungsquerschnitt, berechnet für 100 °C. Ebenso wurden die zugehörigen Teilchendichten N gemäß der Temperaturabhängigkeit der Massendichten berechnet.

Siehe dazu Oldekop, Einführung in die Kernreaktor- und Kraftwerkstechnik 1975, Bd. 1, Abschnitt 2.4.

1.3.7 Reaktorkinetik

verzögerte Neutronen

Unter dem Begriff *Reaktorkinetik* versteht man das zeitliche Verhalten eines Reaktors bei vorgegebener Zeitabhängigkeit des Multiplikationsfaktors k, aber ohne Rückkopplungen. Für dieses zeitliche Verhalten sind die verzögerten Neutronen von entscheidender Bedeutung.

prompte Neutronen

Bei einer Kernspaltung entstehen über 99 % der Neutronen prompt, während der geringe restliche Anteil zeitlich verzögert freigesetzt wird. Diese verzögerten Neutronen entstehen durch einen radioaktiven Nachzerfall bestimmter Spaltprodukte (Mutterkerne) entsprechend der unterschiedlichen

Nachzerfall

Halbwertszeit (0,2 bis 54 s) dieser Zerfallsprozesse. Die Verzögerung wird durch einen vorausgehenden β-Zerfall hervorgerufen, wobei der neu entstehende Kern noch so viel Anregungsenergie besitzt, daß er nicht nur durch Emission von γ-Strahlung, sondern auch durch Emission eines Neutrons in den Grundzustand übergehen kann.

Neutronengenerationen

Die Verzögerung bewirkt, daß sich die Zeit zwischen zwei vollständigen *Neutronengenerationen* verlängert und sich somit die zeitliche Änderung der Neutronendichte verlangsamt. Bei der analytischen Behandlung des Zeitver-

sechs Gruppen verzögerter Neutronen

haltens der Neutronendichte im Reaktor berücksichtigt man im allgemeinen *sechs Gruppen verzögerter Neutronen*, die sich durch ihre Häufigkeit und die Halbwertszeit bzw. Zerfallskonstante der zugehörigen Mutterkerne unterscheiden.

Tabelle 1.14: Gesamtanteil β der verzögerten Neutronen für verschiedene Spaltstoffe bei thermischer und schneller Spaltung

Spaltstoff	Bei Spaltung durch thermische Neutronen	Bei Spaltung durch schnelle Neutronen
Uran 233	0,00280	0,00276
Uran 235	0,00701	0,00684
Plutonium 239	0,00228	0,00222
Plutonium 241	0,00546	0,00532

Quelle: Emendörfer/Höcker: *Theorie der Kernreaktoren*, 1982, S. 45.

Der Anteil β der verzögerten Neutronen an der Gesamtzahl der pro Spaltung freiwerdenden Neutronen ist in Tabelle 1.14 angegeben, zusammengefaßt für alle sechs Gruppen für die verschiedenen Spaltstoffe und unterschieden nach Spaltung durch thermische und schnelle Neutronen.

verzögert kritisch

Die verzögerten Neutronen bestimmen das Zeitverhalten des Reaktors sehr wesentlich nur im Reaktivitätsbereich $\varrho < \beta$, da sie mit ihrer großen effektiven Lebensdauer nur in diesem Reaktivitätsbereich zur Aufrechterhaltung der Kettenreaktion benötigt werden. Man nennt daher diesen Bereich

prompt kritisch

prompt überkritisch

»verzögert kritisch«, während man bei einer Reaktivität $\varrho = \beta$ von »prompt kritisch« und bei $\varrho > \beta$ von »prompt überkritisch« spricht.

Reaktivität

Für die Reaktivität bietet sich somit als natürliches Maß die Einheit β an, die entsprechend der Spaltstoffart der Reaktoren unterschiedlich ist. Die Reaktivität $\varrho = \beta$ wurde daher früher auch mit 1$ = 100 Cent bezeichnet. Heute wird dagegen die Reaktivität in % angegeben bzw. der Reaktivitäts-

unterschied zwischen zwei Reaktorzuständen 1 und 2 in $\%\Delta\varrho$ ausgedrückt, wobei gilt:

$$\Delta\varrho = \frac{k_{\text{eff},1} - k_{\text{eff},2}}{k_{\text{eff},1} \cdot k_{\text{eff},2}} \cdot 100 \quad \text{in} \quad \%. \tag{1.15}$$

1.3.8 Reaktordynamik und Regelung der Kernreaktoren

Mit *Reaktordynamik* wird das zeitliche Verhalten des Reaktorkerns unter Berücksichtigung der physikalischen Rückkopplungen sowie seiner technischen Steuerung und Regelung bezeichnet.

Da bei den meisten Reaktortypen der Brennstoff (Spaltstoff) während des Reaktorbetriebes (Reaktorzyklus) nicht zugeführt wird und die entstehenden Spaltprodukte nicht entnommen werden, verändert sich deren Konzentration im Laufe eines Zyklus. Die Folge ist, daß der Multiplikationsfaktor bzw. die Reaktivität in dieser Zeit abnehmen. Der Reaktor muß also zu Beginn seines Leistungsbetriebes mit einer Überschußreaktivität ausgestattet werden, die ihrerseits durch Einfang überschüssiger Neutronen entsprechend zu steuern ist. Hierzu sowie zur Regelung des Reaktors ist eine geeignete zeitliche Beeinflussung des Multiplikationsfaktors k notwendig, die grundsätzlich entweder durch eine Änderung der Absorption, der Moderation oder des Ausflusses der Neutronen aus dem Reaktorkern erfolgen kann. Die letzte Möglichkeit, bei der die Neutronenleckage durch Änderung des den Kern umgebenden Reflektors gesteuert wird, kommt nur beim Hochtemperaturreaktor zur Anwendung. Bei ihm werden dazu Reflektorstäbe in Bohrungen des Seitenreflektors verfahren.

Überschußreaktivität

Reaktorregelung

Bei der Regelung durch Änderung der Moderation – nur bei thermischen Reaktoren anwendbar – wird der Zustand des Moderators im Kern und damit zugleich die zur Abbremsung (Moderation) der Neutronen notwendige Teilchenzahldichte (Atome pro cm^3) verändert. Werden durch eine Verminderung der Anzahl der Moderatoratome weniger Neutronen zu der für die Spaltung erforderlichen thermischen Energie abgebremst, so verringert sich der Multiplikationsfaktor k und somit auch die Reaktivität. Bei einer Erhöhung der Teilchenzahldichte des Moderators gilt der entgegengesetzte Effekt. Dieses Prinzip kommt bei der *Umwälzregelung* in Siedewasserreaktoren zur Anwendung. Mit Hilfe drehzahlgesteuerter Umwälzpumpen wird der Kühlmittelfluß im Reaktorkern bei konstantem Druck verändert. Nimmt der Kühlmittelfluß ab, entstehen vermehrt Dampfblasen, die länger im Reaktorkern verbleiben und zur abnehmenden Moderatordichte und damit zur verringerten Neutronenabbremsung führen. Die Folge ist ein sinkender Multiplikationsfaktor und somit eine sinkende Leistung. Wird die Umwälzgeschwindigkeit erhöht, tritt der gegenteilige Effekt auf. Anzahl und Verweilzeit der Dampfblasen verringern sich. Dadurch erhöht sich die Dichte des Kühlmittels und sein Moderatoreffekt. Die Umwälzregelung ermöglicht eine schnelle Leistungsänderung im Bereich zwischen 60 und 100 % Reaktorleistung.

Umwälzregelung

Umwälzgeschwindigkeit

Die übrigen Leistungsreaktoren werden zumeist durch Änderung der Absorptionsverhältnisse im Kern geregelt. Dieses Standardverfahren eignet sich

Überschußreaktivität

abbrennbare Gifte

Borierung

sowohl zur Kompensation der *Überschußreaktivität* als auch zur Reaktorregelung. Im ersteren Falle werden dazu sehr stark Neutronen absorbierende Materialien, entweder dem Brennstoff direkt beigegeben, z.B. Gadolinium, oder in Form von speziellen Vergiftungsstäben, z.B. Borglasstäbe, eingesetzt, die mit zunehmender Einsatzzeit entsprechend dem Abbau der Überschußreaktivität durch die erfolgte Absorption der Neutronen umgewandelt werden (abbrennen) und so ihre Wirkung verlieren. Derselbe Effekt kann auch durch Beigabe eines neutronenabsorbierenden Stoffes zum flüssigen Reaktorkühlmittel – z.B. *Borierung* bei Druckwasserreaktoren – erreicht werden. Da bei diesen Reaktoren auch die Möglichkeit der Deborierung durch Zuführen von *Deionat* zum Kühlmittel besteht, kann dieses Verfahren auch für Regelvorgänge mit langsamer Reaktivitätsänderung benutzt werden.

Regelstäbe

Steuerstäbe

Für schnelle Reaktivitätsänderungen werden Regel- oder Steuerstäbe in den Reaktorkern gefahren. Dies sind Absorberstäbe, die ebenfalls aus einem Neutronen absorbierenden Material – meistens Silber, Indium und Cadmium, teilweise auch Bor, in Zukunft vielfach auch Hafnium – bestehen und aufgrund ihres speziellen Antriebes von oben oder unten oder auch diagonal (z.B. bei Schwerwasserreaktoren) in den Kern eingefahren werden können.

Bei Druckwasserreaktoren werden diese Steuerstäbe beim An- und Abfahren sowie bei *Lastwechseln* – Leistungsänderungen des Reaktors aufgrund geänderter Netzanforderungen – benötigt. Bei Siedewasserreaktoren erfolgen die Leistungsänderungen auch über die Umwälzregelung mit Hilfe der Pumpen.

Abschaltstäbe

»Scram«

Bei Störfällen oder festgestellten Abweichungen vom normalen Reaktorbetrieb ist es möglich, den Reaktor durch schnelles Einfahren der Abschaltstäbe rasch abzuschalten. Dieser »Schnellschluß« oder »Scram« wird beim Erreichen bestimmter Grenzwerte vom Reaktorschutz automatisch ausgelöst, kann aber auch vom Reaktor-Operateur durch einen Druck auf den roten »Scram«-Knopf herbeigeführt werden.

negative Leistungskoeffizienten

inhärente Sicherheit

Ist der Reaktor normal in Betrieb, so sorgt im allgemeinen ein negativer Leistungskoeffizient, vornehmlich ein negativer Temperaturkoeffizient, für die Stabilisierung. Solche Reaktoren sind inhärent sicher, d.h., eine Erhöhung der Temperatur führt zu einer Verminderung der Reaktivität. Bei fast allen Reaktoren ist der Temperaturkoeffizient im normalen Betriebszustand negativ.

Von Bedeutung ist ferner der negative Blasen- oder Voidkoeffizient, der durch die Auslegung des Reaktorkerns entscheidend beeinflußt werden kann. Da es ein optimales Volumenverhältnis Moderator zu Brennstoff gibt, liegt bei einem übermoderierten Reaktor ein positiver Void-Effekt – Dampfblasen oder Gaseintrag verringern die Moderatordichte und erhöhen so das k_∞ (siehe Abbildung 1.11) – und bei einem untermoderierten Reaktor ein negativer Void-Effekt vor, da hier eine entsprechende Blasenbildung zur Abnahme des k_∞-Wertes führt. Ein hinsichtlich Dampfbildung oder Gaseintrag inhärent sicherer Reaktor muß also immer leicht untermoderiert werden.

1.4 Die thermonukleare Fusion

Bearbeitet von Jochem Eidens

Nicht nur durch Spaltung sehr schwerer, sondern auch durch Verschmelzung (Fusion) leichter Atomkerne kann Energie gewonnen werden. Der physikalische Grund dafür ist, daß die mittlere Bindungsenergie eines Nukleons in den leichtesten Atomkernen, z.B. den Isotopen des Wasserstoffs, geringer ist als diejenige in den etwas schwereren Kernen, z.B. den Isotopen des Heliums (vgl. Abbildung 1.3, Seite 12). Dieser Differenzbetrag der Bindungsenergie (Äquivalent des Massendefektes) kann bei der Verschmelzung zweier leichter Atomkerne freigesetzt werden und beträgt, verglichen mit der Energiefreisetzung bei der Kernspaltung, fast das Zehnfache pro Nukleon.

Fusion = Verschmelzung

Massendefekt

Beispiele für Ausgangskerne einer solchen Fusion sind die Isotope des Wasserstoffs, Deuterium D und Tritium T. Die entsprechenden Fusionsprozesse mit ihren jeweiligen Energietönungen lauten:

Fusionsprozesse

$$ {}_1^2\mathrm{D} + {}_1^2\mathrm{D} \rightarrow {}_2^3\mathrm{He} + {}_0^1\mathrm{n} + 3{,}27\,\mathrm{MeV} \tag{1.16} $$

$$ {}_1^2\mathrm{D} + {}_1^2\mathrm{D} \rightarrow {}_1^3\mathrm{T} + {}_1^1\mathrm{p} + 4{,}03\,\mathrm{MeV} \tag{1.17} $$

$$ {}_1^2\mathrm{D} + {}_1^3\mathrm{T} \rightarrow {}_2^4\mathrm{He} + {}_0^1\mathrm{n} + 17{,}6\,\mathrm{MeV} \tag{1.18} $$

Den starken Kernkräften extrem kurzer Reichweite, aufgrund derer die Fusionsprozesse ablaufen, stehen jedoch die weitreichenden elektrostatischen Abstoßungskräfte gegenüber, die überwunden werden müssen, wenn zwei positiv geladene Kerne miteinander verschmelzen sollen. Letzteres ist deshalb nur möglich, wenn die einander stoßenden Kerne ausreichend hohe Relativgeschwindigkeiten besitzen, d.h. wenn sie bis zu Temperaturen der Größenordnung von 100 Mio. Grad aufgeheizt sind. Bei solchen Temperaturen sind die Elektronen eines Kerns nicht mehr an diesen gebunden, sondern es existiert ein Gemisch aus Elektronen und völlig ionisierten Kernen, das man *Plasma* nennt und als »vierten Aggregatzustand« der Materie betrachten kann.

Plasma

Unter der *Zündung* (oder genauer: dem *Brennen*) eines thermonuklearen Fusionsplasmas versteht man jenen stationären Betriebszustand, bei dem aus den Fusionsreaktionen dem Plasma genau so viel Leistung zugeführt wird, wie dieses nach außen abgibt. Eine hierzu ausreichend hohe Reaktionsrate erfordert aber eine – die Geschwindigkeitsverteilung der Stoßpartner bestimmende – Mindesttemperatur, die im Falle der Deuterium-Tritium-Fusion, selbst wenn die Strahlungsverluste auf das unvermeidliche Maß reduziert werden, deutlich über 50 Mio. Grad liegen muß (entsprechend einer kinetischen Energie der Kerne von deutlich über 5 keV). Da aber selbst bei dieser Temperatur die Zahl der nicht zu einer Verschmelzung führenden elektrostatischen Coulomb-Stöße immer noch überwiegt, muß man den Kernen ausreichend häufig die Möglichkeit geben, auf einen Partner zu treffen, d.h. sie müssen hinreichend dicht und lange genug eingeschlossen sein: Für die Fusion von Deuterium mit Tritium muß das Produkt aus Plasmadruck p und Energieeinschlußzeit τ einen Wert erreichen, der bei etwa

Brennen

Deuterium-Tritium-Fusion

Fusionsprodukt

100 bis 200 Mio. Grad mit rund 10 bar·s ein flaches Minimum durchläuft. Die entsprechende Kurve *Brennen* für die D-T-Fusion ist in Abbildung 1.12 eingetragen.

Deuterium-Deuterium-Fusion

Für eine Verschmelzung von Deuterium mit Deuterium liegen die physikalischen Werte für die Brennbedingung noch um knapp zwei Zehnerpotenzen höher und sind aus mehreren Gründen ungleich schwieriger zu erreichen. Aus diesem Grunde konzentrieren sich die heutigen Anstrengungen auf die D-T-Fusion, wobei man in Kauf zu nehmen hat, daß man den Brennstoff Tritium, der im Gegensatz zum Deuterium in der Natur nicht in ausreichend großer Menge vorkommt, erst durch Neutroneneinfang im Lithium (siehe Gleichungen 1.19 und 1.20) erbrüten muß.

Deuterium-Tritium-Fusionsplasma

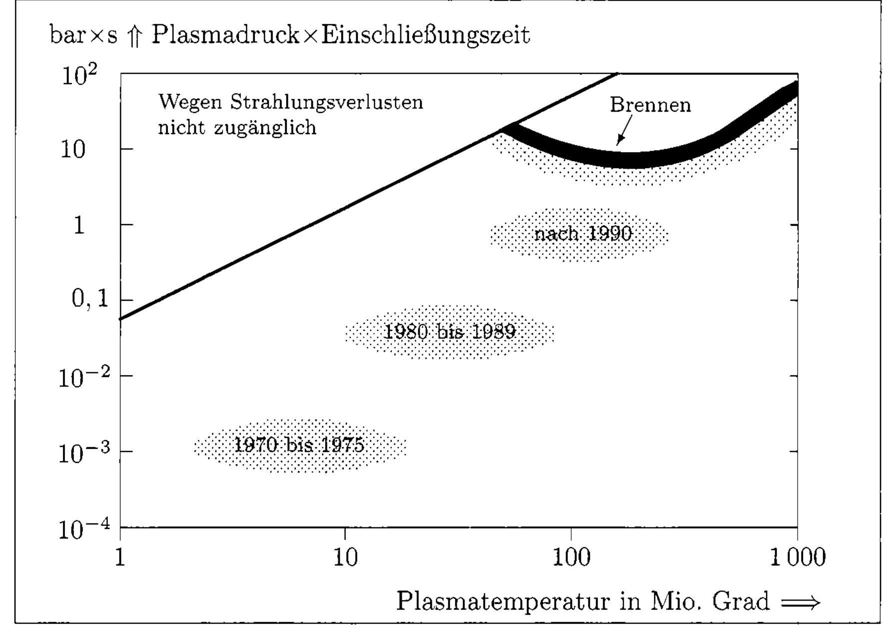


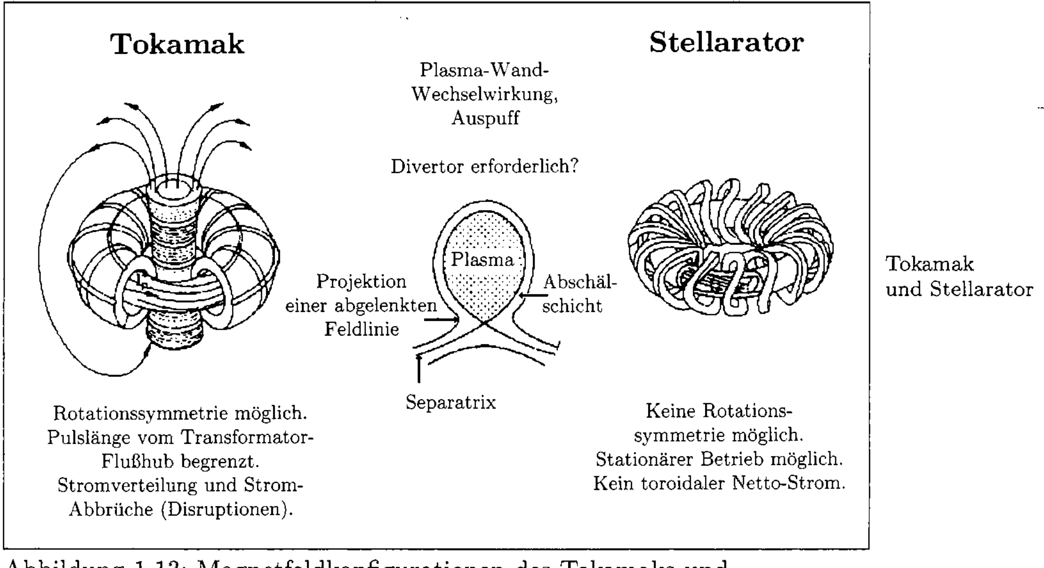
Abbildung 1.12: Experimentelle Fortschritte in der Annäherung an ein brennendes Deuterium-Tritium-Fusionsplasma. Die heutigen Rekordwerte von JET (Joint European Torus) liegen nur noch weniger als einen Faktor 10 unterhalb der Kurve *Brennen*.

Während auf der Sonne, die ihre Energie aus im Innern ständig ablaufenden Fusionsreaktionen schöpft, die hierzu notwendigen physikalischen Bedingungen durch die dort herrschenden gewaltigen Gravitationskräfte und großen Abmessungen ermöglicht werden, müssen wir auf der Erde andere Wege zur Realisierung der Brennbedingung versuchen. Hierbei stehen uns zwei Möglichkeiten offen: der Trägheitseinschluß und der magnetische Einschluß.

Trägheitseinschluß

Bei der Trägheitsfusion versucht man, sehr große Plasmadichten mit Schockwellen aus hochenergetischen Ionen oder Laserstrahlen zu erreichen, die man aus verschiedenen radialen Richtungen konzentrisch auf ein ein Kügelchen

(Pellet) lenkt, das aus dem Fusionsbrennstoff besteht. Eine Variante dieses Konzepts ist die Verwendung eines Hohlraumes, der Röntgenstrahlung reflektiert und zu einer gleichmäßigen Kompression des Kügelchens beiträgt. Generell besteht das Problem, daß die nach dieser Kompression einsetzende thermische Expansion nur eine geringe Zeitspanne läßt, in der eine – für eine positive Energiebilanz – ausreichende Zahl von Fusionsreaktionen stattfinden muß. Das hierbei verwendete Grundprinzip ist letztlich dasselbe wie bei der Wasserstoffbombe (siehe Kapitel 1.2.3.3, Seite 22); man erzeugt hier in regelmäßiger Reihenfolge Explosionen von »Mikrobomben«. Es ist daher auch nicht verwunderlich, daß bei der Trägheitsfusion der Übergang von der zivilen in die militärische (d.h. geheimgehaltene) Forschung fließend ist. Im europäischen Fusionsprogramm gibt es nur einige wenige Grundlagenuntersuchungen zum Trägheitseinschluß.



Tokamak und Stellarator

Abbildung 1.13: Magnetfeldkonfigurationen des Tokamaks und des Stellarators.

magnetischer Einschluß

Beim magnetischen Einschluß arbeitet man mit einem erheblich weniger dichten Plasma, muß dafür jedoch die Einschlußzeiten entsprechend erhöhen. Während die hohen benötigten Temperaturen den Einschluß des Plasmas in einem materiellen Gefäß unmöglich machen, bietet jedoch die Tatsache, daß es sich um geladene Teilchen (Ionen und Elektronen) handelt, die Chance, »Käfige« aus starken magnetischen Feldern einzusetzen. Die besten Erfolge auf dem Wege zu ausreichend hohen Werten für das Produkt aus Druck p und Energieeinschlußzeit τ hat man bisher mit dem Tokamak-Prinzip (siehe Abbildungen 1.13 und 1.14) erzielt. Abbildung 1.12 zeigt die Fortschritte, die mit Tokamak-Apparaturen seit etwa 1970/1975 erreicht wurden: Sie betragen etwa den Faktor 1 000 im Gütemaß $p \cdot \tau$. Die Großmaschinen der JET-Generation (JET in Europa, TFTR in USA, JT-60-Upgrade in Japan), die im letzten Jahrzehnt in Betrieb genommen

Tokamak

die größten Anlagen

wurden und schrittweise auf ihre vollen Auslegungswerte ausgefahren sowie mit Zusatzaggregaten (insbesondere zur Heizung) ausgestattet worden sind, nähern sich der Brennkurve, d.h. jenem Bereich, wo die physikalische Machbarkeit der thermonuklearen Fusion demonstriert wäre, bis auf eine Zehnerpotenz oder weniger hinsichtlich des Produkts $p \cdot \tau$.

Tokamak TEXTOR

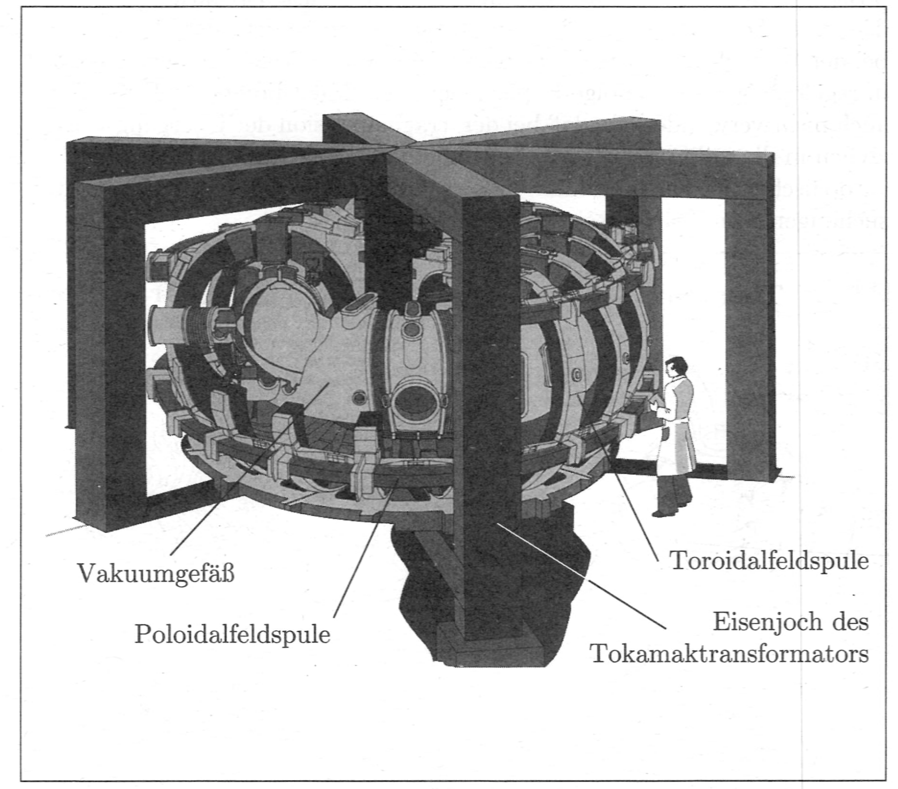
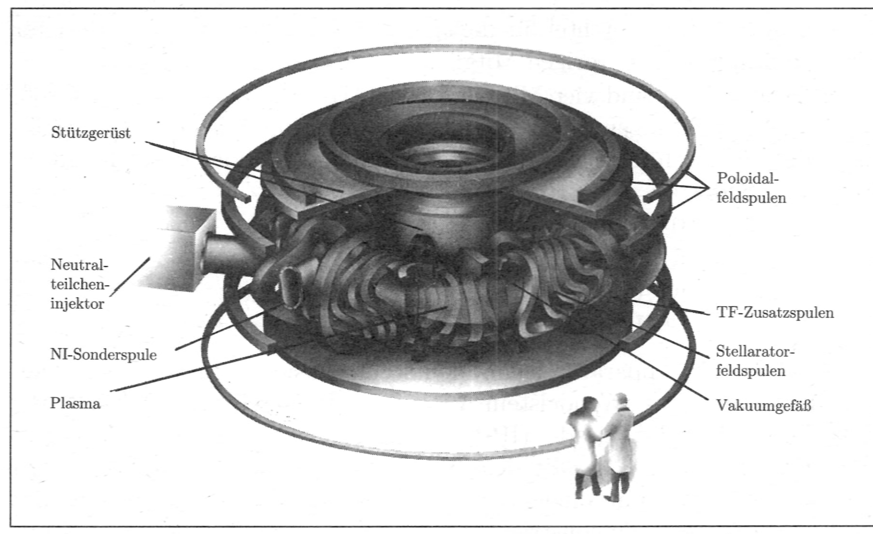


Abbildung 1.14: Skizze des Tokamaks »TEXTOR« in der KFA Jülich.

Stellarator

Neben dem Tokamak-Prinzip wird in Deutschland derzeit nur noch eine weitere Variante des magnetischen Einschlusses verfolgt: der Stellarator (siehe Abbildungen 1.13 und 1.15) im IPP Garching und demnächst am neuen Fusionsstandort Greifswald. Dieses Einschlußkonzept zeichnet sich dadurch aus, daß seine Magnetfeldkonfiguration ohne weitere Hilfsmittel einen stationären Betrieb ermöglicht, während der Tokamak ohne aufwendige Zusatzaggregate vom Prinzip her nur auf gepulste Plasmaentladungen angelegt ist, die freilich beim Fusionsreaktor einige Stunden betragen werden. Die damit verbundenen zyklischen (thermischen und mechanischen) Belastungen der Strukturwerkstoffe stellen erhebliche technische Probleme dar, die dem Tokamak – trotz seiner physikalischen Erfolge – den technischen Durchbruch auf dem Weg zum Fusionsreaktor erschweren könnten. Man arbeitet daher auch an Varianten des Tokamak-Prinzips, die dann einen stationären Betrieb ermöglichen sollen.



Stellarator Wendelstein

Abbildung 1.15: Skizze des Stellarators »Wendelstein VII-AS« im IPP Garching (Mit freundlicher Genehmigung des Max-Planck-Instituts für Plasmaphysik in Garching bei München).

Zündtemperatur

In allen Tokamaks, ebenso wie in Stellaratoren, muß das Plasma zur fortschreitend besseren Annäherung an die Zündtemperatur durch Energiezufuhr von außen aufgeheizt werden. Dies geschieht entweder durch den Einschuß hochenergetischer neutraler Atome, die unbehindert durch die magnetischen Felder bis ins Innere des Plasmas vordringen, bevor sie dort abgebremst, ionisiert und eingeschlossen werden (*Neutralteilchenheizung*), oder aber durch die Einkopplung und Absorption von Hochfrequenzwellen, die bei verschiedenen charakteristischen Frequenzen resonante Wellen im Plasma anregen (*Hochfrequenzheizung*). Der benötigte technologische Aufwand für diese Heizmethoden ist beträchtlich und erfordert einen ansehnlichen Bruchteil der Kosten, die für die Errichtung der jeweiligen Fusionsapparatur selber aufzuwenden sind.

finanzielle Aufwendungen

Zur Erreichung des Ziels der kontrollierten Kernfusion arbeiten schätzungsweise in aller Welt etwa 3 500 Wissenschaftler; die jährlichen Aufwendungen hatten sich – nach Ausmittelung der politischen Aufwärts- und Abwärtstrends – vor dem Zusammenbruch der UdSSR auf knapp 2 Mrd. US-Dollar pro Jahr eingependelt. Als Faustregel kann man nehmen, daß davon je gut ein Viertel in Japan und in der Europäischen Union sowie knapp ein Viertel in den USA ausgegeben werden; aktuelle Zahlen für die Nachfolgestaaten der UdSSR liegen noch nicht vor.

In einer ebenfalls groben Rasterung läßt sich die Verteilung der Aufwendungen innerhalb der Europäischen Union (jährlich ca. 800 Mio. DM) wie folgt auflisten: etwa ein Viertel für das europäische Gemeinschaftsprojekt JET, gut ein Viertel für die Arbeiten in Deutschland, ein Sechstel für die-

jenigen in Italien, ein Achtel für diejenigen in Frankreich und der Rest für die Aktivitäten in den übrigen Mitglieds- oder assoziierten Ländern.

das deutsche Fusionsprogramm

In Deutschland sind vier Mitglieder der Arbeitsgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen (AGF) am Fusionsprogramm beteiligt (in Klammern die jeweiligen jährlichen F&E-Aufwendungen auf der Basis des AGF-Programmbudgets):

- IPP Garching (ca. 105 Mio. DM),
- KfK Karlsruhe (ca. 80 Mio. DM),
- KFA Jülich (ca. 55 Mio. DM) und
- HMI Berlin (ca. 1 Mio. DM).

Divertor

Limiter

Die wichtigsten Apparaturen im deutschen Fusionsprogramm sind neben dem Stellarator Wendelstein VII-AS (IPP Garching, seit 1989) die Tokamaks ASDEX-Upgrade (IPP Garching, seit 1990) und TEXTOR (KFA Jülich, seit 1983). Mit dem Vorläufer-Experiment ASDEX war in Garching erstmals mit einem *Divertor* (magnetische Auskoppelung der Plasmarandschicht) demonstriert worden, daß ein Operationsgebiet (*H-Regime*) existiert, in dem die Einschlußeigenschaften des Tokamaks sich um einen Faktor 2 bis 3 verbessern ließen. Die Programmschwerpunkte für ASDEX-Upgrade lauten u.a.: Weiterführende plasmaphysikalische Untersuchungen an Tokamakplasmen, Entwicklung reaktortauglicher Divertor-Konfigurationen und Vergleich verschiedener Konzepte wie Divertoren und *Limiter* (materielle Plasmabegrenzung). TEXTOR[23] ist ein Limiter-Tokamak; im Vordergrund steht die systematische Untersuchung und Beeinflussung der Plasmarandschicht und deren Wechselwirkung mit der *Ersten Wand* unter dem Einfluß verschiedener Randbedingungen (Werkstoffe; in-situ-Beschichtungen; Temperaturen; Strukturen und Komponenten wie z.B. Pumplimiter), insbesondere mit dem Ziel der Entwicklung allgemeingültiger numerischer Modelle der Randschichtphänomene.

EURATOM-Fusionsprogramm

Auslegung von JET

Das deutsche Fusionsprogramm ist ein voll integrierter Bestandteil des EURATOM-Fusionsprogramms , das die Europäische Kommission auf der Basis fachlicher und politischer Begutachtungen durch finanzielle Beteiligungen (in der Regel 25 %, beim Bau von Großapparaturen 45 %) straff koordiniert und steuert. »Flaggschiff« des europäischen Programms ist der Joint European Torus (JET), der als europäisches Gemeinschaftsunternehmen in Culham bei Oxford/England nach einer vierjährigen Bauzeit im Jahr 1983 in Betrieb genommen wurde. JET ist in seinen Auslegungsparametern ebenso wie in den erzielten Plasmaeigenschaften der fortgeschrittenste Tokamak der Welt. Die Gesamtausgaben von JET für die Errichtung, für die fortlaufende technische Ertüchtigung sowie für die Betriebskosten bis zum Jahr 1993 betrugen ca. 1,4 Mrd. ECU (Kurs 1994: 1 ECU = ca. 1,91 DM). Ende 1993 beschäftigte JET rund 380 Mitarbeiter auf festen Stellen und konnte diese Kapazität um rund 470 Mitarbeiter unter Serviceverträgen verstärken.

---

[23] J. Eidens und G. H. Wolf: *Fusionsforschung an TEXTOR in Jülich – Plasma, Wand, Werkstoffe*, Techn. Mitteilungen 80, 1987, S. 484.

Das Fünfjahresprogramm 1994–98 für die Fusionsforschung in der Europäischen Union[24] setzt folgende Schwerpunkte: Zuarbeit zum weltweiten Fusionsprojekt ITER (siehe Seite 47), Weiterbetrieb von JET bis etwa zum Jahr 2000, Errichtung des großen Stellarators W VII-X (vorgesehen in Greifswald) und weitere intensive Nutzung der vorhandenen Fusionsanlagen in Europa auf ihrem je spezifischen Aufgabengebiet.

JET[25], das mit Zusatzheizleistungen in Höhe von 24 MW Neutralteilcheninjektion und 22 MW Hochfrequenzeinkopplung ausgerüstet ist, erzielt Werte der Plasmaeinschließung, die beeindruckend sind: z.B. wurden Temperaturen von über 200 Mio. Grad bei Energieeinschließungszeiten von 1,1 s erreicht; dabei blieb man weniger als eine Zehnerpotenz unter dem zum *Brennen* erforderlichen *Fusionsprodukt* von etwa 10 bar·s. Diese Rekordwerte erreichte JET mit einer weitgehenden Auskleidung bzw. Bedampfung der *Ersten Wand* und ihrer Komponenten mit Beryllium. Die Verwendung eines Werkstoffs niedriger chemischer Ordnungszahl ist vorteilhaft, um die Strahlungsverluste des Plasmas zu minimieren, die von – durch Plasma-Wand-Wechselwirkung freigesetzten – Verunreinigungen verursacht werden. Dasselbe Ziel wird jedoch weltweit von fast allen Tokamaks mit anderen Werkstoffen niedriger chemischer Ordnungszahl zu erreichen versucht, nämlich indem man die *Erste Wand* und ihre Komponenten aus Materialien auf Kohlenstoffbasis fertigt, die dann durch ein – in der KFA Jülich an TEXTOR entwickeltes – plasmachemisches in-situ-Verfahren (*Borierung*) mit einer amorphen, Bor, Kohlenstoff und Wasserstoff enthaltenden, harten Schicht überzogen werden. Im übrigen sind auch Verunreinigungen mit kleiner chemischer Ordnungszahl im Zentralplasma nur innerhalb enger Grenzen zulässig, da sonst eine zu starke Verdünnung des Brennstoffgemisches Deuterium-Tritium eintritt, die ein stationäres *Brennen* verhindert.

Ergebnisse von JET

Borierung

Obwohl JET nicht dafür ausgelegt war und deshalb auch nie in der Lage sein wird, die thermonukleare *Zündung* zu erreichen, gelten aufgrund der dort erreichten Ergebnisse die »klassischen« plasmaphysikalischen Probleme des Einschlusses eines thermonuklearen Plasmas als weitgehend gelöst bzw. als prinzipiell lösbar[26]. In den Vordergrund der Anstrengungen ist jetzt das Erreichen einer hinreichend langen *Brenn*-Dauer eines solchen Plasmas getreten. Dabei sind insbesondere zwei wesentliche Aufgaben aus dem Gebiet der Plasma-Wand-Wechselwirkung zu lösen. Einmal sind die thermischen Belastungen (und die damit verbundenen schädlichen Erosionen) von besonders stark beaufschlagten Bauteilen (Prallplatten bei magnetischen Divertoren und »leading edges« bei mechanischen Limitern) zu beherrschen. Zum anderen muß durch geeignete Wandkomponenten eine ausreichende

heutige Aufgaben

[24] European Commission: *Proposal by the European Commission for a Council Decision adopting a specific Programme of research and training (1994–98) in the field of controlled thermonuclear fusion*, COM (94) 70 final – 94/0073 (CNS).

[25] European Commission: *JET Joint Undertaking – Annual Report 1993*, EUR 15723-EN-C (EUR-JET-AR 16).

[26] G. H. Wolf: *Experimental Results of Tokamaks*, Transactions of Fusion Technology 25, 1994, S. 365.

Abfuhr des beim Fusionsprozeß als *Asche* entstehenden Heliums gewährleistet werden[27].

Tokamak ITER

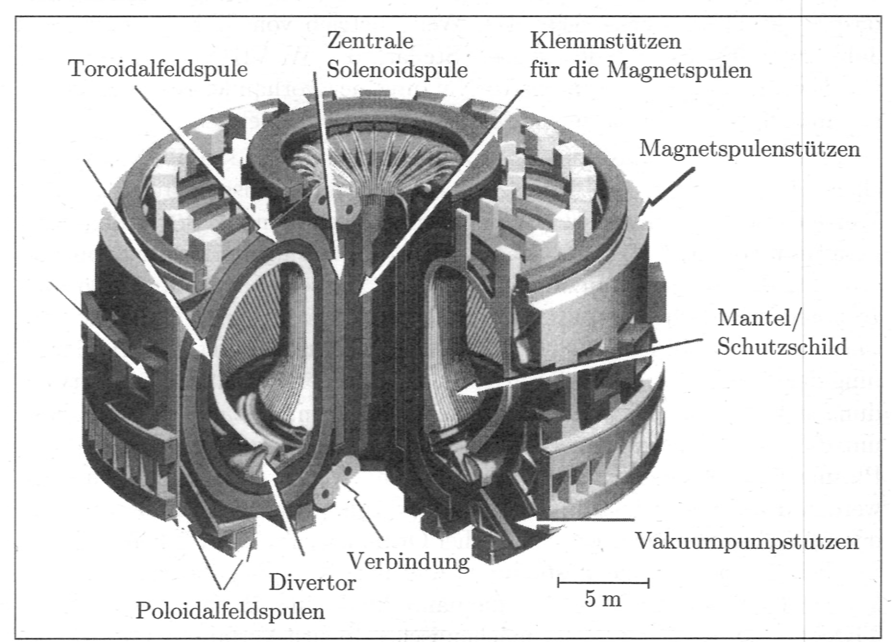


Abbildung 1.16: Skizze des in der Planung befindlichen Tokamaks ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor).

Strahlungskühlung

Elemente eines integralen Lösungsansatzes zu dieser Problematik konnten in den letzten Jahren am Jülicher TEXTOR erarbeitet werden[28]. Durch die gezielte und dosierte Einbringung von Verunreinigungen ins Plasma wie Neon oder Silizium (letzteres in Verbindung mit einer *Silizierung* der *Ersten Wand*, einer Weiterentwicklung der *Borierung*) konnte in der Plasmarandschicht ein Strahlungsgürtel aufgebaut werden. Dieser wandelt die vom Zentralplasma kommende Energie der heißen, an das Magnetfeld gebundenen Teilchen in Photonen, die dann – nicht mehr vom Magnetfeld festgehalten – in alle Richtungen fliegen können. Hiermit gelang es, bis zu 90 % der aus dem Plasma abzuführenden Wärmeleistung gleichmäßig auf die *Erste Wand* zu verteilen. Wichtig ist, daß dabei das Abpumpen von Helium aus der Randschicht nicht beeinträchtigt wurde.
Ein herausragendes Ereignis der letzten Jahre ist die Erzeugung von Fusionsleistung im Megawatt-Bereich. Während die Fusionsanlagen weltweit mit Modellplasmen aus Deuterium arbeiten, um eine Neutronenaktivierung weitgehend zu vermeiden, wurde bei JET im November 1991 erstmals eine Mischung von 10 % Tritium und 90 % Deuterium benutzt: Über eine Puls-

[27] J. Eidens und G. H. Wolf: *Kontrollierte Kernfusion – Stand, Probleme, Entwicklungsschritte*, VDI-Berichte Nr. 984, 1992, S. 283.

[28] J. Eidens und G. H. Wolf: *Jülicher Beiträge auf dem Weg zu einem stationären Fusionsplasma* in *Fortschritte der Energietechnik*, Monographien des Forschungszentrums Jülich, Band 8, 1993, S. 559.

erreichte Fusionsleistung

dauer von knapp 2 s wurde eine Fusionsleistung von gut 1,5 MW freigesetzt. Zum Jahreswechsel 1993/94 folgte die amerikanische Anlage TFTR in Princeton, wo eine fusionsreaktortypische Beimischung von 50 % Tritium eingesetzt wurde; zur Jahresmitte 1994 lag hier der Rekord bei knapp 9 MW.

ITER

Der nächste Schritt auf dem Weg zum Fusionsreaktor wird unter der Schirmherrschaft der IAEA in weltweiter Kooperation zwischen den 4 Partnern Europäische Union, Japan, Rußland und USA vollzogen: Im Jahr 1992 wurde die Konstruktionsphase EDA (Engineering Design Activities) für die Fusionsanlage ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor)[29] begonnen (siehe Abbildung 1.16). Die Anlage soll eine thermische Leistung von ca. 1,5 GW durch Deuterium-Tritium-Fusion aufbringen. Die finanzielle Größenordnung des Projekts wird mit 10 Mrd. DM abgeschätzt; als möglicher Baubeginn wird etwa das Jahr 2000 diskutiert: Zu diesem Zeitpunkt erwartet man, daß einerseits alle nötigen Ergebnisse aus dem Betrieb von JET vorliegen und daß andererseits die Ingenieurarbeiten bis zur Erstellung baureifer Entwürfe vorangeschritten sein werden.

Betriebsphasen von ITER

ITER soll zunächst in einer physikorientierten *Basic Performance Phase* die Machbarkeit eines thermonuklearen *Brennens* für Pulsdauern von vielen hundert Sekunden demonstrieren. In einer darauffolgenden technikorientierten *Extended Performance Phase* sollen dann u.a. auch Sektionen mit reaktortypischen Test-*Blankets* erprobt werden.

DEMO, Blanket

Der wichtige Schritt der technischen Machbarkeit soll erst später (d.h. wenn man sequentiell vorgeht, nach weiteren etwa 20 Jahren) in einem DEMO realisiert werden, der dann auch vollständig mit einem *Blanket* (Reaktormantel) ausgestattet sein wird, das im wesentlichen drei Funktionen wahrnehmen muß: Zum ersten müssen die bei der Fusion entstehenden schnellen Neutronen, die im Falle der D-T-Fusion 80 % der Fusionsenergie erhalten und, da sie elektrisch ungeladen sind, diese Energie ungehindert durch magnetische Felder nach außen abführen, hinsichtlich ihrer schädlichen Wirkung auf die äußeren Bauteile des Tokamaks ebenso wie hinsichtlich ihrer biologischen Schädlichkeit wirkungsvoll abgeschirmt werden. Gleichzeitig muß das Blanket die Energie ebendieser Neutronen nach Moderation in geeigneten Materialien auf ingenieurtechnische Weise durch wärmetauschende Bauelemente nach außen abführen, so daß der Fusionsreaktor als Wärmequelle zur Erzeugung von elektrischem Strom oder zur Bereitstellung von Prozeßwärme dienen kann. Schließlich müssen die Neutronen auch benutzt werden, um das Brennstoffinventar in der Balance zu halten, d.h., es muß ebensoviel Tritium im Blanket erbrütet werden, wie im Fusionsplasma verbrannt wird; dies geschieht durch Reaktionen mit den beiden Lithium-Isotopen gemäß den Formeln:

Tritiumbrüten

$$ {}^{6}_{3}\mathrm{Li} + {}^{1}_{0}\mathrm{n} \rightarrow {}^{3}_{1}\mathrm{T} + {}^{4}_{2}\mathrm{He} + 4,8\mathrm{MeV} \tag{1.19} $$

$$ {}^{7}_{3}\mathrm{Li} + {}^{1}_{0}\mathrm{n} \rightarrow {}^{3}_{1}\mathrm{T} + {}^{4}_{2}\mathrm{He} + {}^{1}_{0}\mathrm{n} - 2,5\mathrm{MeV} \tag{1.20} $$

Zu den Überlegungen für einen Fusionsreaktor siehe Kapitel 2.5.

[29] ITER: *ITER Outline Design Report*, Vol. I–III, ITER Joint Work Site, San Diego, 1994.

1.5 Ergänzende Literatur zu Kapitel 1

Adam, H.: *Einführung in die Kerntechnik*, München und Wien 1967.

AGF: *Deutsches Fusionsprogramm*, Arbeitsgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen, Bonn 1985.

Braunbeck, W.: *Grundbegriffe der Kernphysik*, München 1972.

Bröcker, B.: *dtv-Atlas zur Atomphysik*, München, 2. Auflage, 1980.

Bünemann, D.: *Faktensammlung zur Kerntechnik*, Bonn, 2. Auflage, 1981.

Bünemann, D. und Kliefoth, W.: *Vom Atomkern zum Kernkraftwerk*, München 1980.

Cube, A. von u.a.: *Die Welt des Atoms*, Tübingen 1970.

Emendörfer, D. und Höcker, K. H.: *Theorie der Kernreaktoren*, Mannheim, Wien und Zürich 1980.

Erichsen, L. von: *Friedliche Nutzung der Kernenergie*, Berlin 1962.

Ezra, D.: *Coal and Energy*, London 1978.

Fassbender, J.: *Einführung in die Reaktorphysik*, München 1967.

Finkelnburg, W.: *Einführung in die Atomphysik*, Berlin 1967.

Fricke, J. und Borst, L.: *Energie – Ein Lehrbuch der physikalischen Grundlagen*, München, 2. Auflage, 1984.

Gläser, W.: *Einführung in die Neutronenphysik*, München 1972.

Gueron, J.: *L'énergie nucléaire*, Paris, 3. Auflage, 1977.

Herbig, J.: *Kettenreaktion – Das Drama der Atomphysiker*, München 1976.

Heywang, F.: *Kurze Einführung in die Atomphysik*, Hamburg 1971.

Höcker, K. H. und Weimer, K.: *Lexikon der Kern- und Reaktortechnik*, Stuttgart 1959.

Höfling, O. und Waloschek, P.: *Die Welt der kleinsten Teilchen*, Reinbek 1984.

Irving, D.: *Der Traum der deutschen Atombombe*, Gütersloh 1967.

Jungk, R.: *Heller als tausend Sonnen – Das Schicksal der Atomforscher*, Stuttgart 1956.

Kernfragen: *Antworten auf Fragen der Kernenergie*, Bonn 1971.

KFA: *Aktuelle Themen der Kernenergie*, KFA-Bericht Jül-Conf-24, Jülich, 2. Auflage, 1981.

Koelzer, W.: *Kernenergie – Begriffe, Hinweise, Tabellen*, Karlsruhe 1973.

Koelzer, W.: *Lexikon zur Kernenergie*, Karlsruhe 1980.

KTG: *Tagungsberichte der Reaktortagungen und der Jahrestagungen Kerntechnik*, Bonn.

Lindner, H.: *Kraftquell Kernenergie*, Leipzig, Jena und Berlin 1975.

Lüscher, E.: *Pipers Buch der modernen Physik*, München und Zürich 1980.

Münzinger, F.: *Atomkraft*, Berlin 1957.

Müller, W. D.: *Geschichte der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland*, Stuttgart 1990.

Oldekop, W.: *Einführung in die Kernreaktor- und Kernkraftwerkstechnik*, Teil I und II, München 1975.

Petrosjanz, A. M.: *Das Atom – Forschung und Nutzung*, Berlin 1973.

Raeder, J. u.a.: *Kontrollierte Kernfusion – Grundlagen ihrer Nutzung zur Energieversorgung*, Teubner Studienbücher Physik, Stuttgart 1981.

Riezler, W. und Walcher, W.: *Kerntechnik*, Stuttgart 1958.

Röhrdanz, K.: *Kerntechnik kurz und bündig*, Würzburg 1964.

Schulten, R. und Güth, W.: *Reaktorphysik I und II*, Mannheim 1960 und 1962.

Smidt, D.: *Reaktortechnik*, Band 1 und 2. Karlsruhe, 2. Auflage, 1976.

Stattmann, F.: *Fachwörter der Kraftwerkstechnik*, Teil I und II, Deutsch–Englisch. München 1971/1973.

Stumpf, H.-F.: *Kernenergieforschung in Celle 1944/45*, Celle 1995.

Teichmann, H.: *Einführung in die Atomphysik*, Mannheim.

Teller, E.: *Energie für ein neues Jahrtausend*, Berlin 1981.

Teller, E. und Latter, A.: *Ausblick ins Atomzeitalter*, Frankfurt am Main 1958.

Was Sie immer schon über Kernenergie wissen wollten. Bonn 1980.

Weizsäcker, C. F. von: *Die friedliche Nutzung der Kernenergie, Chancen und Risiken*, Bonn 1978.

Wesson, J.: *Tokamaks*, Clarendon Press, Oxford 1989.

Winnacker, K.: *Schicksalsfrage Kernenergie*, Düsseldorf und Wien 1978.

Winnacker, K. und Wirtz, K.: *Das unverstandene Wunder – Kernenergie in Deutschland*, Düsseldorf und Wien 1975.

Ziegler, A.: *Lehrbuch der Reaktortechnik*, Berlin, Heidelberg, New York und Tokio 1984.

Kapitel 2

Kernreaktorentwicklung, -typen, Stillegung, Ausbildung

2.1 Allgemeines

Bearbeitet von Karl Siegel

2.1.1 Unterscheidungsmerkmale der Kernreaktortypen

Seit der Entdeckung der Urankernspaltung im Jahr 1938 sind zahlreiche Kernreaktortypen entwickelt worden, von denen sich aber nur wenige durchsetzen konnten.

Die Kernreaktoren können nach folgenden Merkmalen unterschieden werden:

(1) Nach der Energie der Neutronen in thermische und schnelle Reaktoren: Die Abbremsung der schnellen Neutronen auf thermische Geschwindigkeiten erfolgt durch Moderatoren. Verwendet werden vornehmlich Graphit, gewöhnliches und schweres Wasser, Beryllium und organische Stoffe, z.B. Terphenyl.

thermische Reaktoren

schnelle Reaktoren

(2) Nach dem Kernbrennstoff in den Reaktoren, die natürliches Uran, angereichertes Uran, Plutonium, Thorium oder Uran 233 bzw. Mischungen dieser Brennstoffe verwenden. Nach der chemischen Struktur kann der Kernbrennstoff eingesetzt sein als Metall oder Legierung mit anderen Metallen, als Keramik oder Sinterkörper, als Oxid (z.B. UO_2), Karbid, Nitrid oder ähnliches, als Lösung etwa Uranylnitrat in Wasser oder als Salzschmelze. Feste Brennstoffe können mit oder ohne Umhüllung (»cladding«) verwendet werden. Als Hüllenmaterial kommen in Betracht: Zirkonium, Aluminium, Magnesium oder Magnesiumoxid (Magnox), Beryllium, Niob und Edelstahl. Die Brennstoffelemente können die Form von Stäben, Platten, Rohren oder Kugeln aufweisen.

Kernbrennstoff

Cladding

(3) Nach dem Kühlmittel: Verwendung finden gewöhnliches und schweres Wasser, Gas (Luft, vor allem aber Kohlendioxid und Helium), Natrium und Kalium sowie organische Kühlmittel. Die Kühlmittel können sowohl in einem Einkreissystem wie auch – zur Verhinderung von Kontamination – in einem Mehrkreissystem über Wärmetauscher arbeiten. Je nachdem, ob Wasser als Kühlmittel siedet oder unter Druck steht, unterscheidet man

Kühlmittel

Siedewasserreaktor
Druckwasserreaktor

Siedewasserreaktoren (SWR) und Druckwasserreaktoren (DWR) (Boiling bzw. Pressurized Water Reactors, BWR bzw. PWR).

Reaktortypen

(4) Nach dem Verwendungszweck in Versuchs-, Forschungs-, Ausbildungs-, Leistungs-, Bestrahlungs-, Isotopen-Produktions- und Mehrzweck-Reaktoren. Insbesondere die Leistungsreaktoren sind für das Thema dieses Buches von Interesse

Berücksichtigt man die unterschiedlichen Bauweisen, die Verschiedenheit der Hüllenmaterialien für die Brennstoffe und zahlreiche andere Charakteristika, so ergeben die denkbaren Kombinationen (einzelne Kombinationen scheiden deshalb aus, weil sie nicht zur Kritikalität führen können) eine große Anzahl von Reaktorkonzepten. Hiervon haben sich aber nur wenige als technisch befriedigend erwiesen.

2.1.2 Allgemeines zu thermischen Reaktoren

thermische
Reaktoren

Nach diesen Vorbemerkungen ist es möglich, zunächst die Funktionsweise eines thermischen Reaktors zu beschreiben. Abbildung 2.1 gibt die Prinzipskizze eines *heterogenen thermischen Leistungsreaktors mit Wärmetauschern*, also etwa eines Graphit-Gas-Reaktors (Natururan als Brennstoff, Graphit als Moderator und Kohlendioxid als Kühlmittel) oder eines

Schema heterogener
Leistungsreaktor

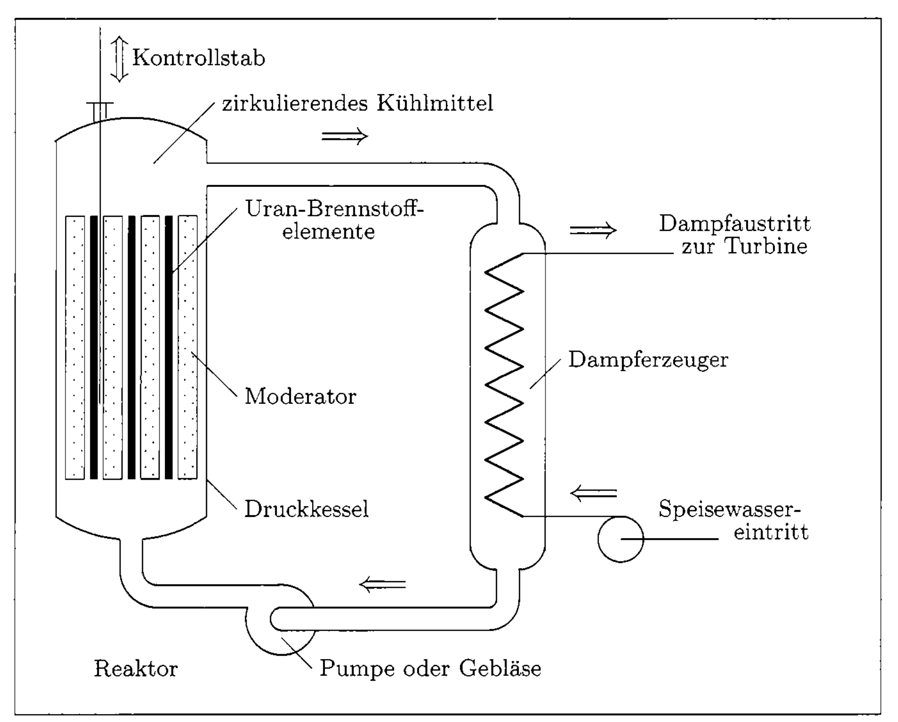


Abbildung 2.1: Funktionsschema eines heterogenen thermischen Leistungsreaktors mit Wärmetauscher als Dampferzeuger.

Leichtwasserreaktors (leicht angereichertes Uran als Brennstoff, gewöhnliches Wasser als Moderator und als Kühlmittel).
Nach dieser Prinzipskizze besteht eine solche Reaktoranlage aus

Druckbehälter

— einem *Druckbehälter*, der den Kernbrennstoff und den Moderator enthält; die umhüllten Brennstoffelemente sind in Form von Stäben, Platten, Rohren o.ä. in der Moderatorsubstanz untergebracht; der Druckbehälter ist zudem im Innern mit Moderatorsubstanz ausgekleidet oder ausgefüllt (Wasser), die als Reflektor wirkt;

Kühlkreislauf

— dem aus dem Druckbehälter herausführenden, durch Pumpen oder Gebläse betriebenen *Kühlkreislauf*, der die durch Kernspaltungen erzeugte Wärme – entweder direkt oder unter Verwendung von Wärmetauschern (Dampferzeuger) – dem Arbeitsmittel, d.h. im allgemeinen einem Turbinenkreislauf, zuführt;

Generator

— dem wie bei konventionellen Wärmekraftwerkenan die Turbine angeschlossenen *Generator* (in der Abbildung weggelassen);

— der *Steuer- und Regeleinrichtung*, die über Kontrollstäbe die Reaktivität beeinflußt;

Sicherheitsbehälter

— der in der Abbildung fortgelassene *Strahlenabschirmung* einschließlich des *Sicherheitsbehälters* (Containment) für die aktiven Kreisläufe.

Tabelle 2.1 gibt für die beiden Hauptfamilien, die *Gasgekühlten Reaktoren* (Magnox-Reaktoren, Fortgeschrittene Gasgekühlte Reaktoren und Hochtemperaturreaktoren) und die (Leicht- und Schwer-) *Wasserreaktoren*, die wesentlichen gegenwärtig in Betracht gezogenen Kombinationen der verwendeten Grundstoffe. Von den vorgestellten fünf Reaktorlinien sind

Leichtwasserreaktor

— die Leichtwasserreaktoren (LWR) mit den beiden Varianten, den Siede- und den Druckwasserreaktoren (SWR und DWR), wie auch die derzeit nur noch in Kanada und – ausschließlich zum Export – in Deutschland gebauten Schwerwasserreaktoren (HWR) die *erprobten* gegenwärtig fast ausschließlich *gebauten* Linien;

Graphit- und fortgeschrittene Gasreaktoren

— die mit Natururan beschickten britischen und französischen, als Magnox-Reaktoren bezeichneten Graphit-Gas-Reaktoren (GGR) wie auch die britischen Fortgeschrittenen Gasreaktoren (AGR) *erprobte* aber inzwischen *aufgegebene* Linien;

Tabelle 2.1: Kombinationen der Grundstoffe bei thermischen Reaktoren

thermische Reaktortypen

Reaktortyp	Magnox Reaktoren	Fortgeschrittene Gasgekühlte Reaktoren (AGR)	Hochtemperaturreaktoren	Leichtwasser- (Siede- und Druckwasser-) Reaktoren	Schwerwasser-Reaktoren
Spaltstoff	Natururan, Metall	Angereichertes Uran-Oxid	Angereichertes Uran-Oxid oder Karbid	Angereichertes Uran-Oxid	Natururan oder angereichertes Uran-Oxid
Hüllenwerkstoff	Magnox	Stahl	Graphit	Zirkaloy	Zirkaloy
Kühlmittel	Kohlendioxid	Kohlendioxid	Helium	Leichtes Wasser	Leichtes Wasser, Schweres Wasser Gas oder organische Flüssigkeit
Moderator	Graphit	Graphit	Graphit	Leichtes Wasser	Schweres Wasser

— die Hochtemperaturreaktoren (HTR) eine noch in der Entwicklung befindliche *fortgeschrittene* Linie.

2.2 Wasserreaktoren

2.2.1 Leichtwasserreaktoren (LWR)

Bearbeitet von Karl Siegel

Leichtwasserreaktor

Der nur mit angereichertem Uran zu betreibende *Leichtwasserreaktor* ist heute nahezu in allen die Kernkraft nutzenden Ländern der für die Stromerzeugung dominierende Reaktortyp. Nachdem 1988 in Großbritannien mit dem Bau des *Druckwasserreaktors* für die Anlage Sizewell B begonnen wurde und die inzwischen am 31. Januar 1995 mit der ersten Kritikalität in Betrieb gegangen ist, hat sich der Leichtwasserreaktor bislang nur noch nicht in Kanada, Argentinien, Indien und Pakistan durchgesetzt.

USAEC

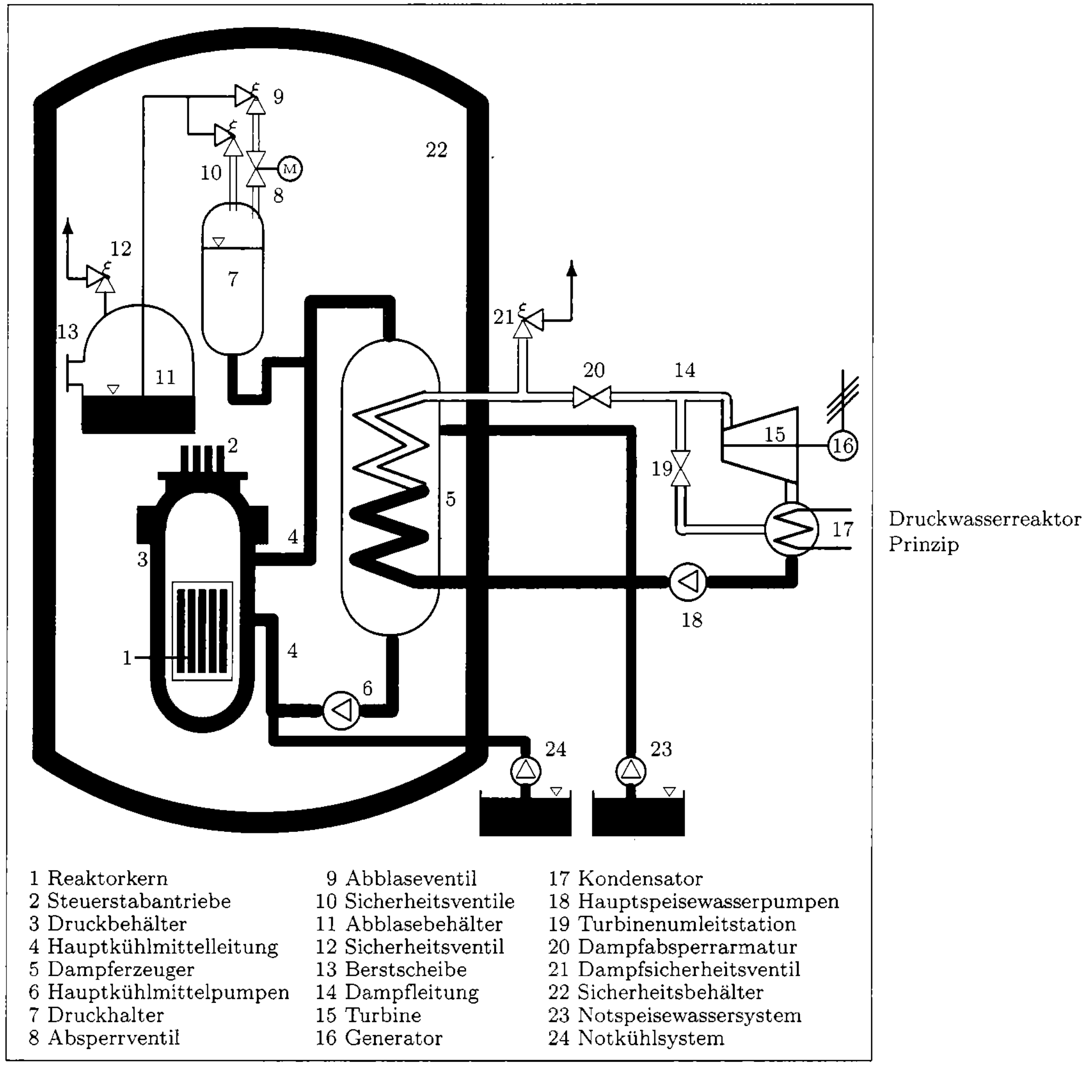
Die Entwicklung von Leichtwasserreaktoren nahm in den Vereinigten Staaten ihren Anfang. In der Erkenntnis, daß das während des Krieges erlangte Wissen über die Kernspaltung sich auch friedlich nutzen läßt, hat die amerikanische Atomenergie-Kommission – die frühere USAEC – schon frühzeitig Versuchsreaktoren in ihren Laboratorien gebaut und damit die Grundlage für die weitere Entwicklung geschaffen. Dabei war mit entscheidend, daß man damit auch glaubte, die im und nach dem Kriege geschaffenen großen Isotopentrennanlagen für friedliche Zwecke weiter nutzen zu können.

Druckwasserreaktor

Hierzu ist zunächst eine für die weitere Entwicklung wichtige Unterscheidung vorzunehmen: Will man bei einem mit Wasser gekühlten Reaktor die Dampfblasenbildung und die dadurch bedingte Komplikation des Wärmeübergangsverhaltens vermeiden, so muß man das Wasser unter einem Druck von etwa 150 bar halten. Das Wasser kommt dann auch bei der vorgesehenen Temperatur von 300 °C nicht zum Sieden. Ein solcher Reaktor wird Druckwasserreaktor (DWR) (Pressurized Water Reactor = PWR) genannt. Wegen der möglichen kompakten Bauweise kann er in einem starken Druckkessel untergebracht werden. Die Brennelemente werden vom primären Kühlwasser unmittelbar umspült. Dieses gibt seine Wärme im Sekundärdampf erzeugenden Dampferzeuger ab. Der in die Turbine gehende Dampf ist also nicht radioaktiv. Abbildung 2.2 verdeutlicht das Prinzip eines solchen Reaktors. Den Schnitt durch ein Reaktorgebäude zeigt Abbildung 2.3. Das Schema des Primär- und Sekundärkreislaufs eines Druckwasser-Kernkraftwerks gibt Abbildung 2.4 wieder.

Siedewasserreaktor

Wenn man dagegen zuläßt, daß das als Moderator und Kühlmittel verwendete Wasser siedet – das ist das Prinzip des Siedewasserreaktors (SWR) (Boiling Water Reactor = BWR) –, ist bei der vorgesehenen Temperatur von 300 °C kein so hoher Druck erforderlich. Es genügen etwa 70 bar. Man kann zudem auf Dampferzeuger verzichten, muß dann aber eine begrenzte radioaktive Kontamination der Turbine in Kauf nehmen. In der Abbildung 2.5



Druckwasserreaktor Prinzip

Abbildung 2.2: Prinzipieller Aufbau eines Druckwasserreaktors.

werden Sicherheitsbehälter und Reaktordruckgefäß eines Siedewasserreaktors im Schnitt gezeigt.

Der Druckwasserreaktor wurde in den Vereinigten Staaten zuerst mit dem Ziel entwickelt, über weitgehend versorgungsunabhängige Antriebsanlagen für Unterseeboote zu verfügen. Dem diente das von der früheren USAEC und der US-Navy gemeinsam betriebene Submarine Thermal Reactor (STR)-Programm in Idaho (Reaktoren Mark I und II, erstmals kritisch am 31. März 1953 und 15. Februar 1954) und die Inbetriebnahme des Unterseeboots *Nautilus* und zahlreicher weiterer Unterseeboote.

Nautilus

Der entscheidende technische Durchbruch gelang mit dem von Westinghouse entworfenen 60 MWe Druckwasserreaktor Shippingport 1 in Pennsyl-

Shippingport-Reaktor

Druckwasserreaktor Schnitt

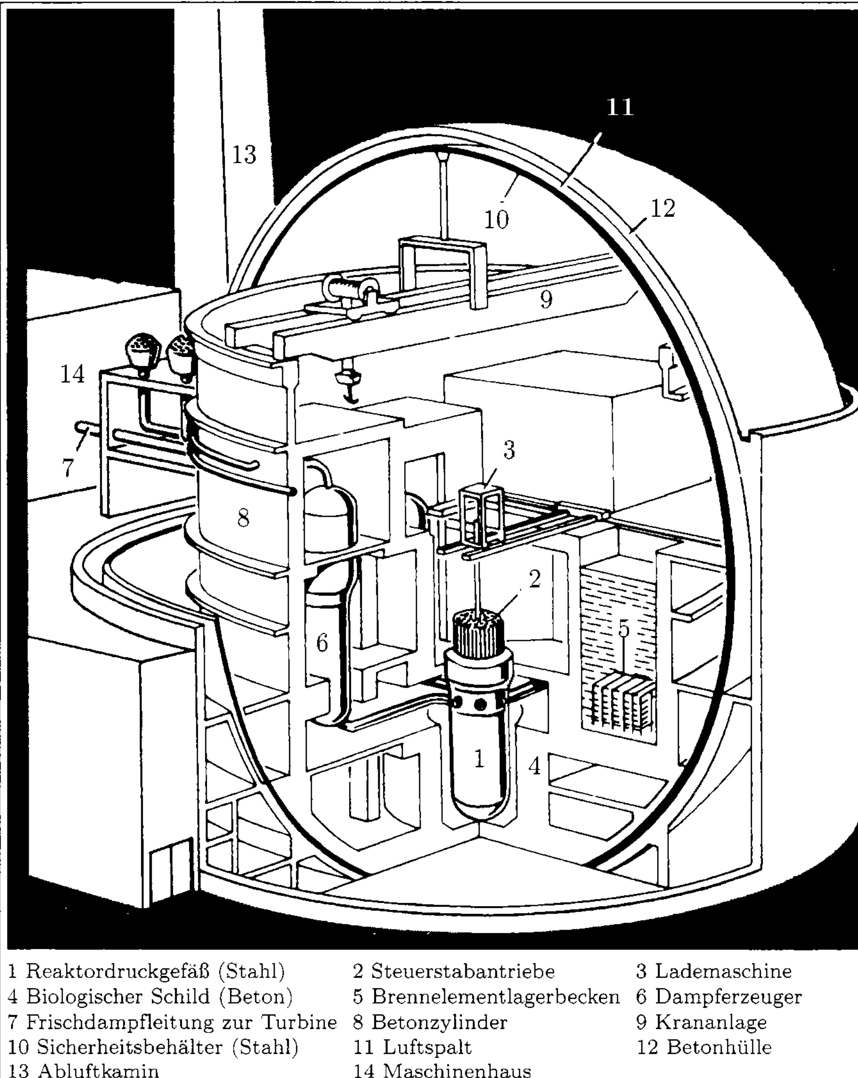
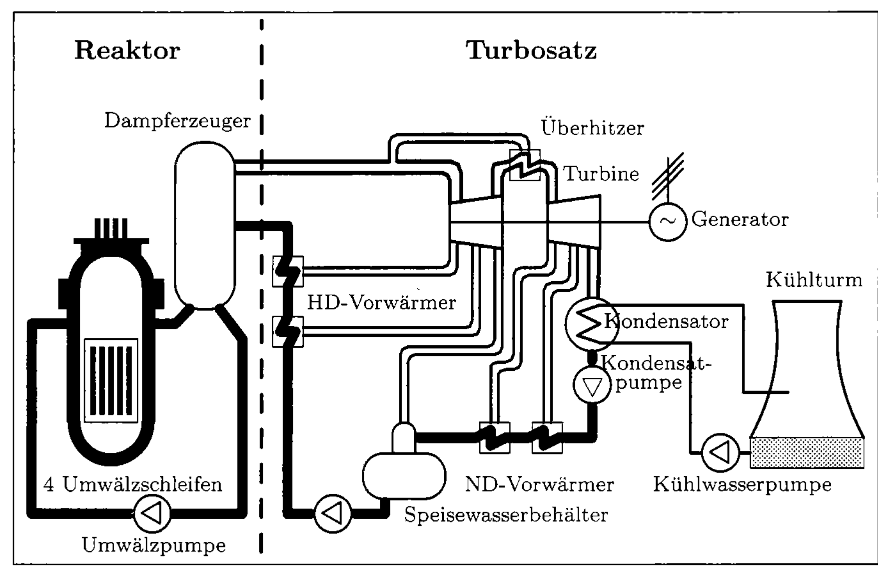


Abbildung 2.3: Schnitt durch einen Druckwasserreaktor.
Quelle: BMFT: *Kernenergie, eine Bürgerinformation.*

vania, der 1957 seinen Betrieb aufnahm. Die Inbetriebnahme der beiden gleichfalls mit Unterstützung der USAEC 1954/55 in Auftrag gegebenen Reaktoren Yankee in Rowe/Massachusetts (Westinghouse, 175 MWe, Betrieb seit 1961) und Indian Point I im Staat New York (Babcock & Wilcox, 257 MWe, Betrieb seit 1963) waren die nächsten Schritte.

Yankee-Reaktor

Die Entwicklung von Siedewasserreaktoren nahm in den Vereinigten Staaten ihren Anfang in den Boiling-Reactor-Experimenten – BORAX – in Arco/Idaho. BORAX I wurde im Sommer 1953 kritisch. Es folgte der 5 MWe Experimental-Boiling-Water-Reactor – EBWR – in Lemont/Illinois der am



Druckwasserreaktor Primär- und Sekundärkreislauf

Abbildung 2.4: Schaltschema des Primär- und des Sekundärkreislaufs eines Druckwasserreaktor-Kernkraftwerkes.

1. Dezember 1956 kritisch wurde. Der entscheidende Schritt war dann der 1955 an die General Electric in Auftrag gegebene und 1960 kritisch gewordene 200 MWe Reaktor Dresden 1 in Morris/Illinois. Den spektakulärsten Durchbruch zur Wirtschaftlichkeit markierte der 1963/64 der General Electric von der Jersey Central Power and Light Co. erteilte Auftrag für das 650 MWe Siedewasser-Kernkraftwerk Oyster Creek 1.

Dresden-Reaktor

Oyster Creek Reaktor

Mit dem 1958 von RWE und Bayernwerk der AEG in Auftrag gegebenen und nach nur dreijähriger Bauzeit 1961 in Betrieb genommenen, übrigens ohne öffentliche Hilfen errichteten 15 MWe Versuchs-Atomkraftwerk (VAK) Kahl am Main hat Deutschland schon recht früh den Anschluß an die Entwicklung in den Vereinigten Staaten gefunden. Die nach den befriedigenden Bau- und ersten Betriebserfahrungen mit dem Kraftwerk Kahl 1962 und 1964 in Auftrag gegebenen und 1966 bis 1968 ans Netz angeschlossenen Demonstrationskraftwerke Gundremmingen an der Donau (237 MWe), Lingen an der Ems (160 MWe zuzüglich 96 MWe fossile Überhitzung) und Obrigheim am Neckar (340 MWe) wurden mit finanziellen Beihilfen und Risikoabsicherungen des Bundes errichtet. Am ersten der drei genannten Kraftwerke, Gundremmingen, beteiligte sich die Europäische Atomgemeinschaft mit einem Zuschuß von 32 Mio. DM. Durch seine Einschreibung in das gemeinsame EURATOM-USA-Reaktorprogramm wurde es ferner zu begünstigten Bedingungen mit Kernbrennstoffen versorgt. Alle drei genannten Kraftwerke erhielten zudem das Statut eines »Gemeinsamen Unternehmens« nach dem EURATOM-Vertrag, womit die Gewährung gewisser steuerlicher Vergünstigungen verbunden war. Die vom Bund und von der Europäischen Atomgemeinschaft geschaffenen günstigen Startbedingungen und die große Einsatz- und Risikobereitschaft der Industrie haben in

VAK Kahl

Demonstrationskraftwerke Lingen Obrigheim Gundremmingen

Gemeinsames Unternehmen

Schnitt durch den Siedewasserreaktor Gundremmingen

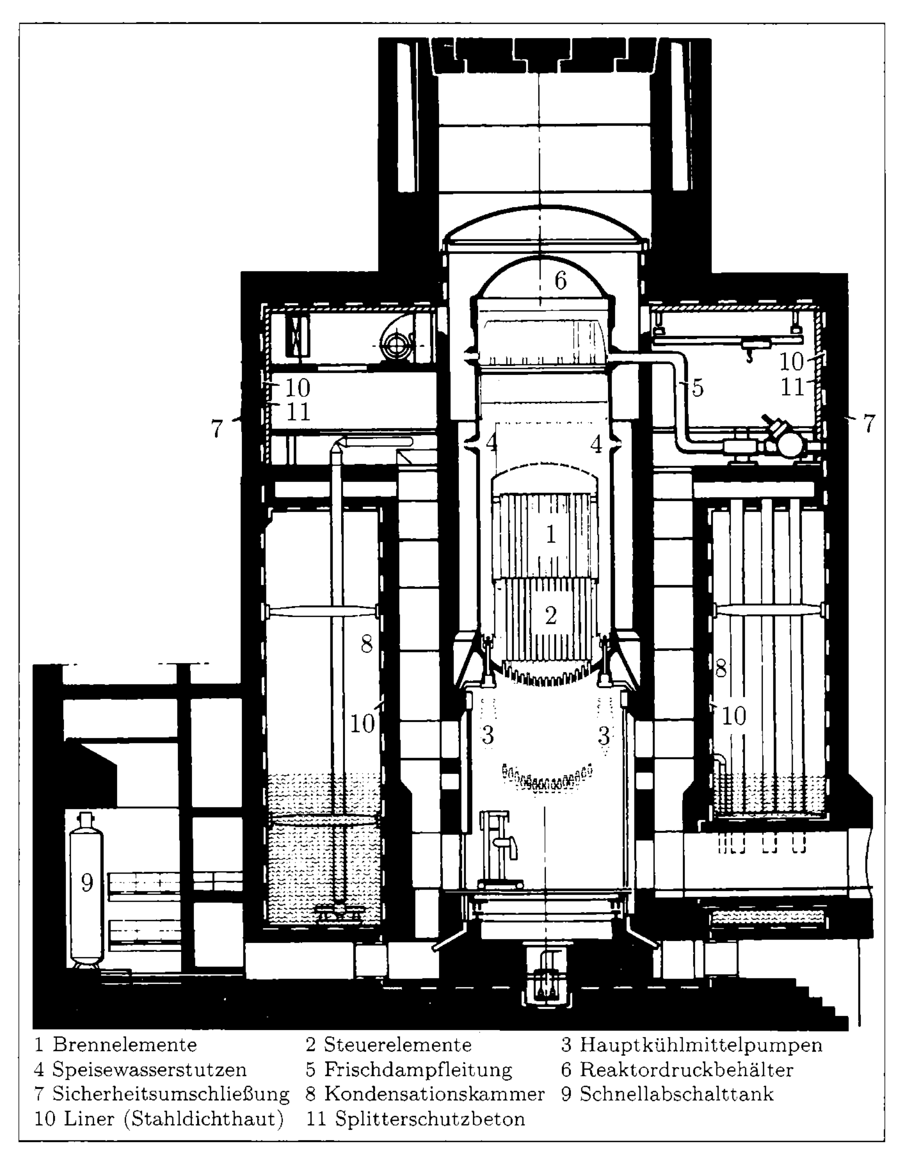


Abbildung 2.5: Schnitt durch den Sicherheitsbehälter mit Reaktordruckgefäß und Druckabbausystem des Siedewasser-Kernkraftwerkes KRB II (Gundremmingen), SWR-Baulinie 72 der KWU.
Quelle: Siemens/KWU.

Deutschland vergleichsweise früh, früher jedenfalls als in anderen nichtamerikanischen Ländern, die Voraussetzungen für den dann folgenden Bau leistungsstarker Leichtwasser-Kernkraftwerke ohne öffentliche Hilfen geschaffen und der Kernenergieerzeugung damit zum Durchbruch verholfen.

Tabelle 2.2: Technische Kenndaten für in Betrieb befindliche Leichtwasser-Kernkraftwerke verschiedener Hersteller

Technische Kenndaten für in Betrieb befindliche Leichtwasser-Kernkraftwerke verschiedener Hersteller

		Vereinigte Staaten				Deutschland		Rußland
Reaktorbau-Unternehmen		B & W[a]	C-E[b]	GE[c]	West.[d]	KWU[e]	KWU[e]	
Anlage		Davis Besse 1	Palo Verde 1	Grand Gulf 1	South Texas 1	KKP 2	KRB II Bl.B/C	Kalinin 2
Reaktortyp		DWR	DWR	SWR	DWR	DWR	SWR	DWR
Thermische Reaktorleistung	MWth	2 772	3 817	3 833	3 817	3 765	3 840	3 000
Elektrische Kraftwerk-Nettoleistung	MWe	906	1 270	1 250	1 250	1 268	1 249	950
Kraftwerks-Wirkungsgrad	%	34,2	33,3	31,1	33,0	33,7	32,5	31,7
Reaktorkühlmittel-Durchsatz	t/h	62 000	74 400	55 400	64 150	67 680	51 480	64 000
– Austrittsdruck	bar	151	155	71,7	154	158	70,6	157
– Austrittstemperatur	°C	323	327	288	330	326	286	322
Frischdampf-Druck	bar	61,0	68,7	67,9	74,1	64,5	67,0	58,9
Druckbehälter-Innendurchmesser	m	4,4	4,63	6,38	5,57	5,75	6,62	4,14
Mittlere lineare Stableistung	W/cm	206	181	195	170	207	158	176
Mittlere Brennstoffleistung	kW/kgU	33,4	38,6	26,5	32,4	36,5	28,4	39,5
Leistung je Liter Reaktorkern	kW/dm^3	90,6	95,6	54,1	98,0	93,0	56,8	108
Anzahl der Brennelemente		177	241	800	193	193	784	163
Anzahl der Brennstäbe je Element		208	236	62	264	236	80	312
Mittl. Anreicherung im Gleichgewicht	%	3,2	3,3	2,81	3,1	3,3	3,14	4,4
Mittl. Abbrand im Gleichgewicht	MWd/tU	38 500	38 000	28 000	33 000	36 000	36 000	40 000
Brennstoffmenge	tU	82,9	99	144,5	117,8	103	135	76

[a] Babcock & Wilcox.
[b] Combustion Engineering.
[c] General Electric.
[d] Westinghouse.
[e] Siemens/KWU.

Quelle: im wesentlichen Nuclear Engineering International: *World Nuclear Industry Handbook 1993.*

Tabelle 2.3: Auslegungswerte für Leichtwasserreaktoren[a]

Auslegungswerte Leichtwasserreaktoren

	Jahr des Auftrags	Netto-leistung in MWe	Netto-wirkungs-grad in %	Spez. Leistung kW/kg U	Mittl. Leistungs-dichte kW/l	Mittl. Abbrand MWd/t U
SWR						
Dresden I (USA)	1955	180	28,7	11,5	28,9	11 000
Gundremmingen A	1962	237	29,6	17,2	40,9	16 500
Philippsburg 1	1970	864	33,6	22,4	51,1	27 500
KRB II	1974	1 249	32,5	26,5	56,8	28 500
DWR						
Yankee (USA)	1956	110	28,1	18,8	58,4	8 200
Obrigheim	1964	328	31,1	23,3	68	24 000
Biblis A	1969	1 145	33,1	34,9	86,7	31 500
Konvoi	1982	1 270	32,7	36,5	93	35 000

[a] Die angegebenen Werte gelten für den Zeitpunkt der Auftragserteilung. Die aktuellen Abbrandwerte liegen deutlich höher.

1 300 MWe Klasse

Tabelle 2.2 enthält die wichtigsten technischen Kenndaten von Leichtwasserreaktoren der *1 300 MWe Klasse*, die derzeit in den Vereinigten Staaten, Deutschland und Rußland betrieben werden[1]. Obwohl in den Vereinigten Staaten der Bau mehrerer Kernkraftwerke dieser Größenordnung zu 60 %, 70 % oder mehr fortgeschritten ist, sind nicht alle diese Anlagen auch in Betrieb genommen worden. Aufgrund der großen Finanzierungsschwierigkeiten der amerikanischen Betreiber als Folge der auch in den USA aufgetretenen Genehmigungsverzögerungen und überlangen Bauzeiten ist dort bereits verschiedentlich der Weiterbau eingestellt worden.

Die Tabelle 2.2 läßt erkennen, daß die Auslegungsdaten für Reaktoren der verschiedenen Hersteller inzwischen recht nahe beieinanderliegen. Dies trifft teilweise auch für die *Auslegungsdaten* der Druckwasserreaktoren einerseits und Siedewasserreaktoren andererseits zu. Sie unterscheiden sich aber immer noch sehr deutlich in ihrer *Leistungsdichte* und damit in den Dimensionen ihres Druckbehälters.

Leistungsdichte

Die Entwicklung der wesentlichen technischen Daten der in Deutschland gebauten Leichtwasserreaktoren ist der Tabelle 2.3 zu entnehmen. Diese Daten repräsentieren die in den letzten Jahrzehnten vollzogene Weiterentwicklung der Leichtwasserreaktor-Technologie und verdeutlichen den hohen technischen Stand, der heute in der Auslegung und dem Bau der Kernkraftwerke in Deutschland erreicht ist.

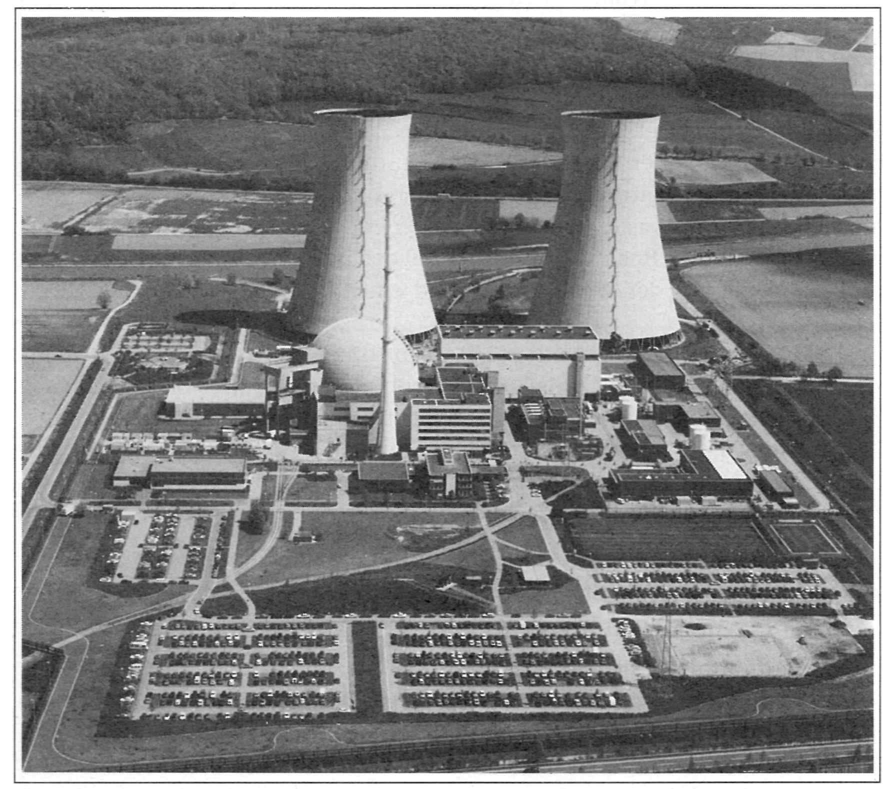
weltweite Rangfolge der Kernkraftwerke

Brokdorf (KBR)

Auch in ihrem Betriebsverhalten haben sich die Leichtwasser-Kernkraftwerke als sehr zuverlässig erwiesen. So stehen seit 1980 Kernkraftwerke dieses Typs aus Deutschland auf Platz eins in der *weltweiten Rangfolge der Kernkraftwerksblöcke* hinsichtlich ihrer jährlich geleisteten Bruttoarbeit (Stromerzeugung). An der Spitze lagen 1992 die drei Druckwasserreaktor-Kraftwerke Brokdorf (KBR), Grohnde (KWG) und Neckar-2 (GKN-2). Alle drei Blöcke erzeugten jeweils ca. 11 Mrd. kWh. Dies ist seit Jahren ein Zeichen der hohen Sicherheit und Zuverlässigkeit dieser Anlagen und der Qualifikation ihrer Betriebsmannschaften. Abbildung 2.6

[1] Schon seit Ende der 50er Jahre wurden in der ehemaligen Sowjetunion neben Druckwasserreaktoren auch mit Graphit moderierte und leichtwassergekühlte Reaktoren (LWGR) gebaut (siehe Kapitel 2.2.5).

zeigt das mit einem Druckwasserreaktor ausgerüstete Kernkraftwerk KWG bei Grohnde.



Kernkraftwerk Grohnde KWG

Abbildung 2.6: Das mit einem Druckwasserreaktor von 1 300 MWe ausgerüstete Kernkraftwerk Grohnde (KWG).
Photo: PreussenElektra AG.

Der Anteil der Leichtwasserreaktoren an den 1992 weltweit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerksblöcken betrug mit 328 Blöcken und 296 106 MWe (brutto) ca. 85 % der insgesamt erfaßten installierten Kernkraftwerksleistung (423 Blöcke mit 348 893 MWe).

Von den Leichtwasserreaktoren sind 238 Blöcke mit zusammen 218 670 MWe mit Druckwasserreaktoren und 90 mit 77 436 MWe mit Siedewasserreaktoren ausgerüstet. Damit hat die in Druckwasserreaktoren installierte Leistung einen Anteil von ca. 74 % und diejenige der Siedewasserreaktoren einen Anteil von ca. 26 % an der gesamten Leistung der Leichtwasserreaktoren.

Von den zum selben Zeitpunkt in Bau befindlichen 70 Blöcken mit 65 347 MWe werden 55 mit 57 316 MWe mit Leichtwasserreaktoren (88 %) ausgerüstet. Die Aufteilung zwischen DWR und SWR ist dabei 8 zu 1[2].

[2] atomwirtschaft, März 1993.

Weiterentwicklung Leichtwasserreaktoren

Obwohl also der Leichtwasserreaktor in seiner jetzigen Ausführung einen hohen technologischen Stand erreicht hat, wurden bereits frühzeitig Untersuchungen zu seiner Weiterentwicklung aufgenommen, die insbesondere eine bessere Ausnutzung des eingesetzten Urans zum Ziel hatten. Erste Analysen, so z.B. die von M. C. Edlund 1976 in den USA, ergaben, daß eine Reduktion des in den Reaktorkernen der Druckwasserreaktoren üblichen Wasser-zu-Schwermetall Verhältnisses von 2 um den Faktor 4 dies ermöglichen würde. Ende der 70er Jahre wurden diese Überlegungen in Deutschland aufgegriffen. Seitdem liefen auch hier Entwicklungsarbeiten zum *fortgeschrittenen Druckwasserreaktor (FDWR)* oder *Hochkonverter* [3]. Ihr Ziel ist ein thermischer Reaktor auf der Basis der bewährten Druckwasserreaktortechnologie auf der Anlagenseite und eines hochkonvertierenden Reaktorkerns.

Fortgeschrittener Druckwasserreaktor

Realisiert werden könnte dieser Reaktor durch Verwendung einer Spaltstoffanreicherung von ca. 7 bis 8,5 % Plutonium anstelle der bisher üblichen 3 bis 3,5 % Uran 235 sowie durch eine wesentlich dichtere Brennstabpackung. Damit lassen sich Konversionsraten oberhalb von 0,9 erreichen, die eine vier- bis fünffach bessere Ausnutzung des Natururans als in Leichtwasserreaktoren herkömmlicher Bauart ermöglichen.

Konversionsrate

2.2.2 Bewertungskriterien des Reaktoreinsatzes

Bearbeitet von Friedrich Kienle

Ein Maß für die Beurteilung der erreichten Reife, der technischen Güte und der Zuverlässigkeit der Kernkraftwerke ist ihre *Verfügbarkeit.* Daneben gibt es weitere Indikatoren, die, angeregt vom *Institute of Nuclear Power Operators* (INPO), in den USA zwischenzeitlich weitgehende Anwendung bei den Mitgliedern der weltumspannenden *World Association of Nuclear Power Operators* (WANO) gefunden haben. Neben Zeitverfügbarkeit und Zeitausnutzung sowie Arbeitsverfügbarkeit und Arbeitsausnutzung geben die Anzahl der ungewollten Reaktorschnellabschaltungen, die Kollektivdosis des Betriebspersonals, die Schadensrate der eingesetzten Brennelemente usw., wichtige ergänzende Hinweise und erlauben so, die Kraftwerke verschiedener Hersteller und Länder miteinander zu vergleichen. Dies trifft in eingeschränktem Maße auch für Indikatoren, wie Anfall radioaktiver Abfälle und Nichtverfügbarkeit der Sicherheitssysteme zu, soweit ggf. vorliegende nationale Besonderheiten berücksichtigt werden.

Verfügbarkeit

INPO

WANO

Definitionen:

Zeitverfügbarkeit

Die *Zeitverfügbarkeit* ist das Verhältnis von Betriebszeit zuzüglich Bereitschaftszeit – in der das Kraftwerk zwar technisch einsatzbereit war, jedoch nicht eingesetzt wurde – zur Nennzeit (Kalenderzeit). Die Zeitverfügbarkeit ist somit ein Maß für die technische Einsatzbereitschaft eines Kraftwerks –

[3] Diese Arbeiten wurden durchgeführt vom Kernforschungszentrum Karlsruhe (KfK), dem GKSS-Forschungszentrum in Geesthacht, der KWU in Erlangen und dem Institut von Prof. Dr. W. Oldekop an der TU Braunschweig.

unabhängig von der tatsächlich genutzten Leistung, die auch von der Anforderung aus dem Netz abhängen kann. Vergleiche zwischen einzelnen Kraftwerken und einzelnen Ländern haben nur eingeschränkte Aussagekraft.

Die *Zeitausnutzung* ist das Verhältnis der Betriebszeit zur Nennzeit (Kalenderzeit). In diese Kennzahl geht somit nur die tatsächliche Betriebszeit ein.

Arbeitsverfügbarkeit

Die *Arbeitsverfügbarkeit* ist das Verhältnis von tatsächlicher Betriebsarbeit zuzüglich der theoretischen Bereitschaftsarbeit zur Nennarbeit (die theoretisch größtmögliche Energieerzeugung). Die Nennarbeit entspricht damit dem Produkt aus Nennzeit und maximaler Kraftwerksleistung (Nennleistung). Tabelle 2.4 gibt die Zahlenwerte für die Arbeitsverfügbarkeit der deutschen Kernkraftwerke mit Druckwasser- und Siedewasserreaktoren für das Jahr 1994 sowie gemittelt über den Zeitraum von der jeweiligen Inbetriebnahme bis 1994. Sie läßt auch erkennen, daß die Arbeitsverfügbarkeit der Siedewasserreaktoren im Mittel unter der der Druckwasserreaktoren lag, was jedoch keine generelle Abwertung dieses Reaktortyps bedeutet, da sie länder- und herstellerspezifisch durchaus, wie z.B. in Schweden, auch knapp 80 % erreichen kann.

Arbeitsausnutzung

Die *Arbeitsausnutzung* ergibt sich aus dem Verhältnis von der Betriebsarbeit zur Nennarbeit. Da die in den Kernkraftwerken erzeugte Energie in vielen Statistiken veröffentlicht wird und die maximal mögliche Energieerzeugung der Kraftwerke bekannt ist, läßt sich die Arbeitsausnutzung relativ leicht ermitteln. Sie wird deshalb meist als erster grober Vergleich zwischen verschiedenen Kraftwerkstypen mit herangezogen.

Allerdings muß bei solchen Vergleichen berücksichtigt werden, daß die Arbeitsausnutzung auch von der Leistungsanforderung aus dem Netz und der Einsatzplanung durch den Betreiber beeinflußt wird. Ergeben sich erhebliche Abweichungen zwischen Arbeitsverfügbarkeit und Arbeitsausnutzung, so ist dies stets ein Hinweis darauf, daß das Kraftwerk – obwohl wegen der Kostenstruktur in den meisten Ländern vorwiegend in der Grundlast betrieben –, nicht mit maximaler Leistung ausgefahren wurde. So ist es z.B. bei hohem Kernenergieanteil üblich, in den lastschwachen Nachtstunden oder an Wochenenden aufgrund verminderter Nachfrage die Leistung der Kernkraftwerke abzusenken.

Grundlastbetrieb

Erreichte Arbeitsausnutzungen:

Nach »Nucleonics Week« erreichten die 366 im Jahr 1990 in der westlichen Welt betriebenen kommerziellen Kernkraftwerke eine mittlere Arbeitsausnutzung von 65,7 %, die damit um 1 % über dem Vorjahresergebnis, aber knapp 3 % unter dem Durchschnitt Mitte der 80er Jahre lag. Damit konnte weltweit die angestrebte durchschnittliche Verfügbarkeit von 70 % und mehr, die in westeuropäischen Ländern üblicherweise erreicht wird, nicht verwirklicht werden. Alle 195 Druckwasserreaktoren außerhalb des Ostblocks erreichten 1990 mit knapp 70 % eine Arbeitsausnutzung knapp über dem Durchschnitt, die 87 Siedewasserreaktoren lagen im Mittel 4 % darunter.

mittlere Arbeitsausnutzung

In Tabelle 2.5 ist die 1990 erzielte Arbeitsausnutzung der Kernkraftwerke mit Leichtwasserreaktoren verschiedener Hersteller dargestellt und

Tabelle 2.4: Arbeitsverfügbarkeit der deutschen Kernkraftwerke mit Druckwasser- und Siedewasserreaktoren

Kraftwerke	1994 %	Durchschnitt seit Übernahme bis 31.12.94 %
Druckwasserreaktoren		
KWO Obrigheim	89,4	78,7
KKS Stade	100,0	83,0
Biblis A	76,8	73,7
Biblis B	84,9	72,9
GKN-1 Neckar	92,0	77,6
KKU Unterweser	80,1	83,1
KKG Grafenrheinfeld	88,8	86,4
KWG Grohnde	91,9	90,3
KKP-2 Philippsburg	88,7	86,7
KMK Mülheim-Kärlich	—[a]	78,0[b]
KKE Emsland	93,4	91,6
KKI-2 Isar	93,1	87,2
GKN-2 Neckar	93,6	92,1
KBR Brokdorf	88,7	86,4
Siedewasserreaktoren		
KWW Würgassen	63,8	63,9
KKB Brunsbüttel	—[c]	54,2
KKI-1 Isar	73,5	75,3
KKP-1 Philippsburg	86,5	70,6
KKK Krümmel	25,1	77,7
KRB-B Gundremmingen	91,8	86,1
KRB-C Gundremmingen	80,7	84,5

[a] Sofortvollzug der neuen 1. TEG nicht angeordnet. Keine Produktion im Jahr 1994.
[b] Arbeitsverfügbarkeit bis Aufhebung der 1. TEG am 17. November 1988.
[c] Anlagenstillstand. Keine Produktion im Jahr 1994.
Quelle: VGB, 1994.

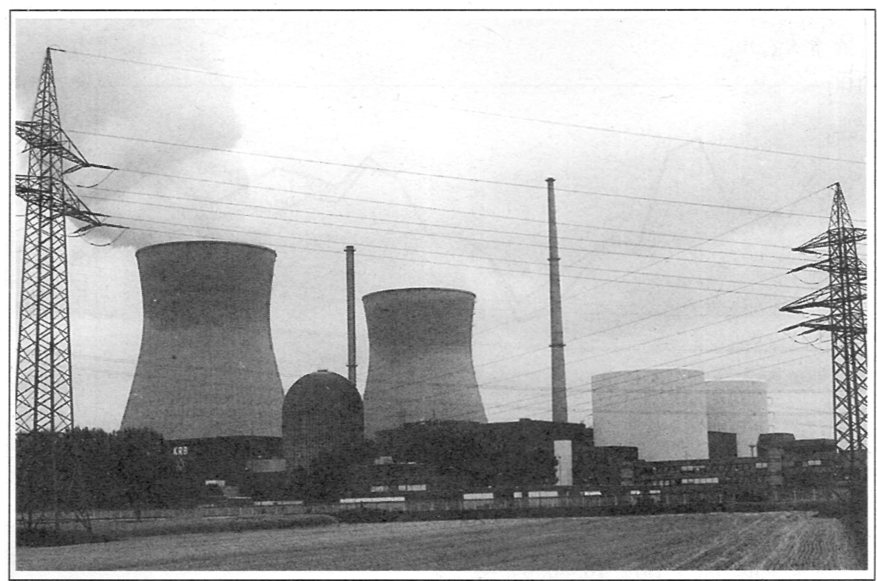
Arbeitsverfügbarkeit Kernkraftwerke

Abbildung 2.8 zeigt die mittlere Arbeitsausnutzung aller deutschen kommerziellen Kernkraftwerke seit 1975. Als wesentliche Feststellung bleibt festzuhalten, daß die in Deutschland betriebenen Druckwasser- und Siedewasserreaktoren eine hohe Zeitverfügbarkeit erreicht und damit die Erwartungen voll erfüllt haben.

Verfügbarkeitsunterschiede:

Verfügbarkeitsunterschiede

Die Gründe für Verfügbarkeitsunterschiede können vielfältig sein: Das technische Konzept des Nuklearanteils, die Zuverlässigkeit des konventionellen Teils der Anlage, die Erfahrungen und das Know-how beim Hersteller und die Qualifikation der Betriebsmannschaften spielen eine ebenso wichtige



Kernkraftwerk Gundremmingen

Abbildung 2.7: Das mit zwei Siedewasserreaktoren von 1 200 MWe ausgerüstete Kernkraftwerk Gundremmingen (KRB-B und KRB-C). Im Vordergrund links ist das Kernkraftwerk Gundremmingen A zu sehen, daß sich in der Stillegungsphase befindet.
Photo: C. Salander.

Tabelle 2.5: Arbeitsausnutzung von Leicht- und Schwerwasserreaktoren in der westlichen Welt im Jahr 1990

Anzahl und Arbeitsausnutzung von Leicht- und Schwerwasserreaktoren

Hersteller	Anzahl der Reaktoren	Arbeitsausnutzung [%]
Westinghouse	78	70,3
Framatome	57	65,9
General Electric	53	65,1
Siemens/Kraftwerk Union	25	72,3
Atomic Energy of Canada[a]	21	63,6
Combustion Engineering	15	61,5
Mitsubishi	13	78,1
ASEA Atom	11	78,5
Toshiba	11	65,5

[a] Werte für Schwerwasserreaktoren
Quelle: Nucleonics Week.

Rolle, wie die Wartungs- und Reparaturfreundlichkeit der Anlagen oder Eingriffe der Genehmigungsbehörden.

Verfügbarkeitsunterschiede werden auch durch geplante oder ungeplante Stillstände verursacht. Erfahrungen der deutschen Kernkraftwerksbetreiber zeigen, daß heute der überwiegende Anteil der Stillstandszeiten auf geplante Ursachen entfällt, während ungeplante Ursachen eigentlich nur zu einem

Betriebswerte deutscher Kernkraftwerke

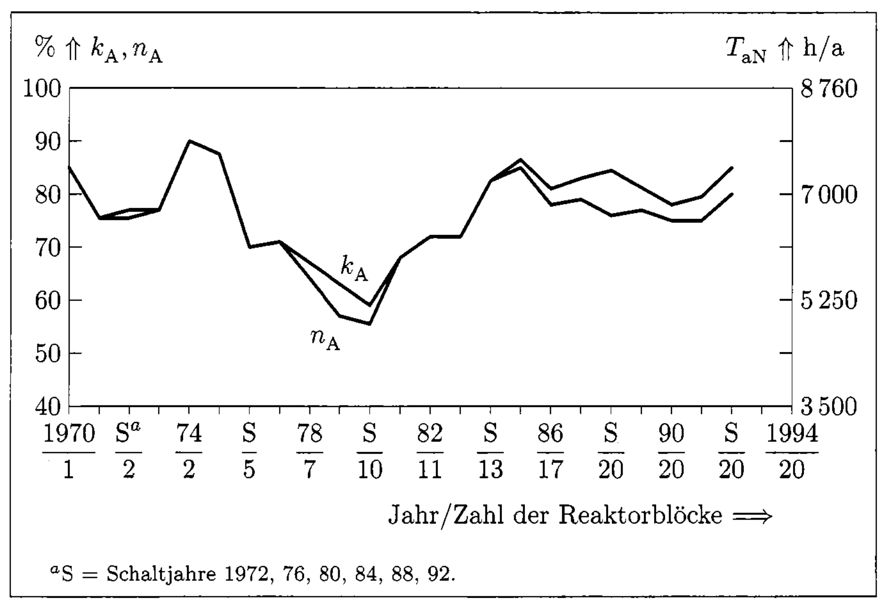


Abbildung 2.8: Betriebswerte von deutschen Kernkraftwerken: Arbeitsverfügbarkeit k_A, Arbeitsausnutzung n_A und Ausnutzungsdauer T_{aN} von 1970 bis 1994 (kommerzielle Anlagen $\geq$ 350 MWe ab Übernahme).

geringen Teil beitragen. In den letzten Jahren lagen die Ursachen zudem weniger im nuklearen Teil der Anlagen als bei Reparaturen am Turbosatz.

geplante Stillstände

Durch sorgfältige Vorplanung und die steigende Erfahrung der Betriebs- und Servicemannschaften bei der Durchführung von Brennelementwechseln und Revision sowie durch technische Fortschritte (Automatisierung der Arbeitsgänge) haben sich die Stillstandsdauern der deutschen Kernkraftwerke von im Mittel 70 Tagen (1979) deutlich verringert. Sie können sich allerdings – insbesondere durch in der Regel von den Betreibern freiwillig durchgeführte umfangreiche Nachrüstprogramme bei älteren Anlagen – gelegentlich auch verlängern.

ungeplante Stillstände

Ungeplante Stillstände werden durch Betriebsstörungen an nuklearen oder konventionellen Anlagenteilen verursacht. In den letzten Jahren sind weltweit große Anstrengungen unternommen worden, die Fehlerursachen frühzeitig zu erkennen und ungeplante Ausfälle durch rechtzeitige Gegenmaßnahmen, wie z.B. vorbeugende Instandhaltung zu vermeiden. Hierzu gehören vor allem die bei den Druckwasserreaktoren an den Dampferzeugern vorgenommenen Verbesserungen – im Extremfall Austausch der Dampferzeuger – und bei den Siedewasserreaktoren der Austausch der spannungsrißempfindlichen Rohrleitungen. Um sich anbahnende Fehler schon in der Entstehungsphase zu erkennen, wurden darüber hinaus Überwachungssysteme entwickelt, die die Anlage auf Schwingungen, Geräusche durch lose Teile, auftretende Lecks und Schallemission überwachen. Bei Fehlern an Großkomponenten, wie z.B. an Generatoren oder Turbinen, hat sich der Austausch

gegen Reservekomponenten bewährt, was allerdings die Rückgriffsmöglichkeiten auf Großkomponenten von in Bau befindlichen Anlagen oder eine entsprechende Reservehaltung, evtl. auch im Pool mehrerer Betreiber voraussetzt.

2.2.3 Zukünftige LWR-Entwicklungslinien

Bearbeitet von Friedrich Kienle

2.2.3.1 Weltweite Entwicklungsziele

Allen Entwicklungsarbeiten liegt das Ziel zugrunde, die bereits heute äußerst geringe Eintrittswahrscheinlichkeit von Kernschmelzunfällen weiter zu verringern (*Prävention*) und auch für diesen hypothetischen Fall die Auswirkung auf die Umgebung gering zu halten (*Mitigation*). Am weitesten in diese Richtung dürfte dabei die Bundesrepublik Deutschland gegangen sein, die in ihrem zum 1. August 1994 in Kraft getretenen Artikelgesetz (7. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes) im § 7 des AtG eine zusätzliche Vorschrift eingefügt hat mit der Maßgabe, »daß für zukünftig zu genehmigenden Anträge zur weiteren Vorsorge gegen die Risiken für die Allgemeinheit die Genehmigung nur erteilt werden darf, wenn aufgrund der Beschaffenheit und des Betriebs der Anlage auch Ereignisse, deren Eintritt durch die zu treffende Vorsorge gegen Schäden praktisch ausgeschlossen ist, einschneidende Maßnahmen zum Schutz vor der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen außerhalb des abgeschlossenen Geländes der Anlage nicht erforderlich machen würden«. Die konkrete Ausgestaltung soll in Leitlinien näher ausgeführt werden.

Eintrittswahrscheinlichkeit von Kernschmelzunfällen

Artikelgesetz

Zur Erfüllung dieser Ziele zeichnen sich grundsätzlich *zwei Entwicklungslinien* ab: Während insbesondere in USA aber auch in Süd-Europa eine Renaissance der Kernenergie mit Hilfe *kleinerer Reaktoren von ca. 600 MWe* mit vor wiegend *passiv wirkenden Sicherheitssystemen* erwartet wird, setzt man in West-Europa und in Japan auf ein aus den jetzigen Reaktoren heraus *evolutionär* weiterentwickeltes *Leichtwasserreaktorkonzept* großer Leistungseinheiten im Bereich von 1 300 bis 1 500 MWe. Ausschlaggebend sind hierfür die begrenzte Anzahl von Kraftwerksstandorten, die nach wie vor mit der Größe der Anlage abnehmenden Erzeugungskosten sowie der Erfahrungsschatz aus dem Betrieb der laufenden Reaktoren. Auf passive Sicherheitssysteme in begrenztem Umfang sollte nur als Back up-Lösung nach Ausfall aktiver Systeme im Rahmen von Accident Management-Maßnahmen zurückgegriffen werden.

LWR-Entwicklungslinien

passiv wirkende Sicherheitssysteme

Neben diesen Konzepten, die sich in der aktiven Planung befinden, gibt es auch Überlegungen zu *revolutionären* Neukonzepten (PIUS). Bei diesen kann zwangsläufig von der Erfahrung laufender Anlagen noch weniger Kredit genommen werden als bei den Reaktoren mit vorwiegend passiv wirkenden Sicherheitssystemen. Schon für diese sind umfangreiche Teststände und Nachweise erforderlich. Bei den revolutionären Konzepten dürfte einer kommerziellen Einführung – soweit sie aufgrund ihrer kleinen Größe und zu befürchtenden hohen spezifischen Investitionskosten überhaupt mit kon-

hohe spezifische Investitionskosten

ventionellen Kraftwerken wettbewerbsfähig sind – ohne Bau von Demonstrationskraftwerken kaum Erfolg beschieden sein, so daß eher von einer übernächsten Generation gesprochen werden kann.

2.2.3.2 Amerikanische Entwicklungen

Die mit staatlichen und privaten Geldern von amerikanischen Herstellern, Energieversorgungsunternehmen (EVU) und möglichen Betreibern aus der ganzen Welt durchgeführten Entwicklungen im Rahmen des *Advanced Light Water Reactor Program* (ALWR) der EPRI umfassen zwei große evolutionäre Reaktoren und zwei Reaktoren mittlerer Leistungsgröße mit passiven Sicherheitseinrichtungen. Sie sollten ursprünglich bis Mitte der 90er Jahre von der amerikanischen Genehmigungsbehörde Nuclear Regulatory Commission (NRC) eine *Bauartmusterzulassung* (Design Certification) erhalten. Für die beiden evolutionären Reaktoren ist der Abschluß der Begutachtung, an die sich eine etwa 18monatige formale gesetzliche Zulassung anschließt, im Sommer 1994 erfolgt. Dabei handelt es sich um den Druckwasserreaktor der Firma ABB/Combustion Engineering (System 80+), der derzeit in abgemagerter Form in Korea gebaut wird sowie um den *Advanced Boiling Water Reactor* (ABWR) der Firma General Electric, der im Auftrag der Tokio Electric Power in Japan am Standort Kashiwasaki Kariwa in zwei Exemplaren bereits im Bau ist.

Advanced Light Water Reactor Program

Bauartmusterzulassung

System 80+

ABWR

Bei den mittelgroßen Reaktoren mit passiven Sicherheitseinrichtungen, dem *AP 600* der Firma Westinghouse und dem *Simplified Boiling Water Reactor* (SBWR) der Firma General Electric haben sich statt dessen erhebliche Verzögerungen ergeben. So ist aus heutiger Sicht mit der Bauartmusterzulassung des zwischenzeitlich in allgemeiner Übereinstimmung als führendes Projekt behandelten AP 600 nicht vor Ende 1997 zu rechnen. Da sich der SBWR bis Anfang 1996 im wesentlichen auf die Durchführung eines umfangreichen Versuchs- und Testprogrammes beschränkt, verschiebt sich seine Bauartmusterzulassung bis Ende der 90er Jahre. Erst nach Vorliegen dieser Bauartmusterzulassung könnten amerikanische Energieversorgungsunternehmen an geeigneten Standorten Genehmigungsanträge für eine *kombinierte Errichtungs/Betriebsgenehmigung* stellen, wobei außer für standortrelevante Fragen nur noch die Übereinstimmung der Bauausführung mit dem zugelassenen Anlagenkonzept, nicht aber grundsätzliche Sicherheitsfragen nachgewiesen werden müßten.

SBWR

kombinierte Errichtungs-/ Betriebsgenehmigung

Als weiterer Schritt zur Renaissance der Kernenergie wird in USA ein großes evolutionäres Reaktorkonzept und ein kleines Reaktorkonzept mit passiven Sicherheitseinrichtungen mit staatlicher und privater Finanzierung einer vertieften Ingenieurbearbeitung unterzogen, an deren Ende die Herstellerfirmen in die Lage versetzt sein sollten, kommerzielle Angebote für ihre Reaktorkonzepte vorzulegen. Ausgewählt wurden mit überwältigender Mehrheit der mittelgroße Druckwasserreaktor von Westinghouse (AP 600) sowie der große Siedewasserreaktor von General Electric. General Electric hat zugesagt, auf eigene Kosten unter Nutzung der Erfahrungen für den

großen Siedewasserreaktor auch den kleinen Siedewasserreaktor (SBWR) zur kommerziellen Reife zu entwickeln, soweit das Projekt wegen der aufgetretenen Genehmigungsschwierigkeiten und der absehbar zu befürchtenden geringen Wettbewerbsfähigkeit überhaupt zu Ende geführt wird.

kommerzielle Reife

Letztendlich dürfte in den USA dasjenige Reaktorkonzept am ehesten Chancen für eine nukleare Renaissance haben, das von einem der in Staatsbesitz befindlichen Energieversorgungsunternehmen, wie z.B. Tennessee Valley Authority (TVA) , oder von einer größeren Anzahl interessierter EVU gemeinsam als Demonstrationskraftwerk in Auftrag gegeben wird.

Einer zügigen Realisierung der neuen amerikanischen Reaktorkonzepte in Europa oder Japan steht die notwendige Planungszeit und kostspielige Anpassungen an europäische oder japanische Anforderungen und Genehmigungsverfahren entgegen. Gleichwohl haben sowohl Japan als auch europäische Kernkraftwerksbetreiber Interesse an diesen Konzepten bekundet, allerdings nur, wenn die Kapazität der Anlagen mit passiven Sicherheitseinrichtungen von ca. 600 MWe auf ungefähr 1 000 MWe angehoben werden. Die grundsätzliche Machbarkeit dieser Leistungserhöhung scheint nachgewiesen; inwieweit jedoch konkrete Planungen unter den jeweiligen Genehmigungsvoraussetzungen dieser Länder über die Durchführung von Konzeptstudien hinaus erfolgen, bleibt abzuwarten.

Anpassung an europäische und japanische Verhältnisse

2.2.3.3 Deutsch-französische Reaktorentwicklung

In Deutschland haben sich die kernkraftwerksbetreibenden Unternehmen 1991 entschlossen, zusammen mit dem französischen Staatsunternehmen Électricité de France (EdF) einen großen *evolutionären europäischen Druckwasserreaktor* (EPR) zu entwickeln und sich an dem vorgenannten amerikanischen Entwicklungsprogramm der EPRI zu beteiligen. Ziel dieser Entwicklung ist es, den europäischen Druckwasserreaktor etwa 1996/97 soweit entwickelt zu haben, daß ein paralleles Genehmigungsverfahren in Deutschland und Frankreich eingeleitet werden kann. Eine gemeinsame positive Aussage der deutschen und französischen Genehmigungsbehörden (DFD) und der sie beratenden Expertengruppen (RSK und GPR) wird für Ende 1994 erwartet. Dann soll in einer ca. *zweijährigen Basic Design Phase* eine weitere technische Konkretisierung erfolgen, so daß ein kommerzielles Angebot vorgelegt sowie ein Genehmigungsantrag gestellt werden kann. Der Stand der Planung des EPR vom Jahr 1994 ist in den Abbildungen 2.9 bis 2.11 wiedergegeben.

deutsch-französische Reaktorentwicklung

europäischer Druckwasserreaktor

In Abbildung 2.9 sind die wesentlichen sicherheitstechnischen Einrichtungen des EPR-1 500 MWe wiedergegeben und aus Abbildung 2.10 ist deutlich dessen auf vier Bereiche aufgeteilte räumliche Anordnung zu ersehen. Dabei wird die durch das »Divisions-Konzept« für den *Normalbetrieb* erreichte konsequente räumliche und physische Trennung der einzelnen Redundanzen ersichtlich. Für den *anomalen Betrieb* soll durch einen weiter vereinfachten Systemaufbau, vergrößerte Karenzzeit und den Einsatz digitaler Leittechnik eine Verbesserung der *Schnittstelle Mensch-Maschine* erreicht

EPR 1 500 MWe Längsschnitt

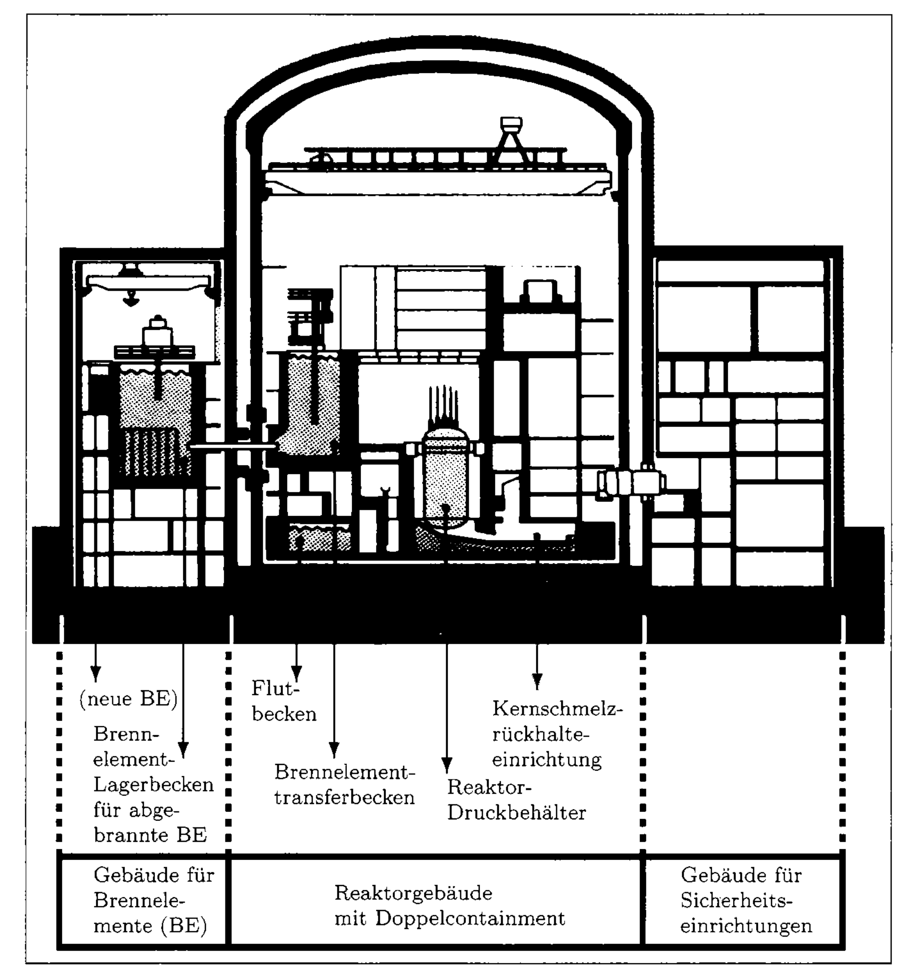


Abbildung 2.9: Hauptmerkmale des EPR-1 500 MWe.
Quelle: Siemens AG, Unternehmensbereich KWU.

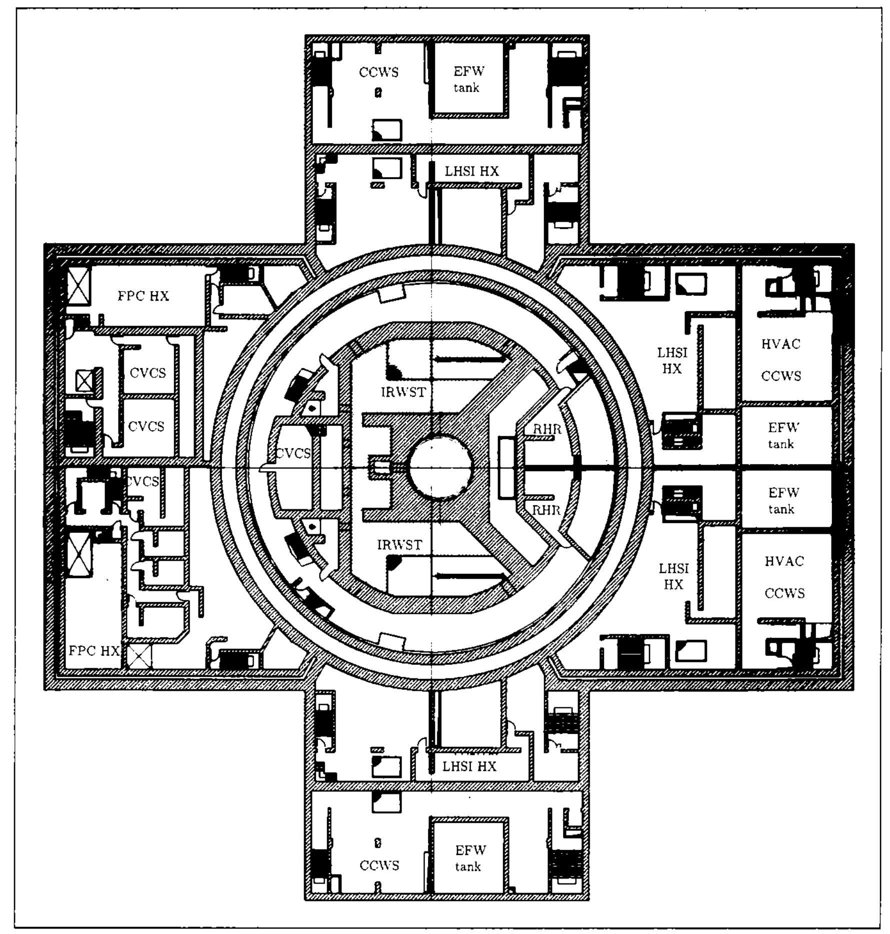
werden. Schließlich wird durch eine weiter gehende Diversifizierung eine Verringerung der Auswirkung von *Auslegungsstörfällen* als Folge von »Common Cause Ausfällen« bewirkt.

Abbildung 2.11 zeigt noch einmal im Detail einen Querschnitt durch den unteren Containmentsbereich, durch dessen Anordnung selbst im Falle von *auslegungsüberschreitenden Ereignissen* wie Szenarien mit Kernschmelze nicht nur eine kurz- sondern auch eine langfristige Funktion des Sicherheitseinschlusses aufrechterhalten wird, so daß in keinem Falle mehr einschneidende Katastrophenschutzmaßnahmen in der Umgebung der Anlage mehr erforderlich werden.

EPR: keine besonderen Katastrophenschutzmaßnahmen

mittelgroßer Siedewasserreaktor

Neben den Arbeiten zum EPR wird im Auftrag der deutschen EVU auch eine Machbarkeitsstudie für einen *mittelgroßen Siedewasserreaktor mit*



EPR 1 500 MWe Querschnitt

Abbildung 2.10: Räumliche Anordnung des EPR-1 500 MWe im Querschnitt.
Quelle: Siemens AG, Unternehmensbereich KWU.

passiven Sicherheitseinrichtungen durchgeführt, der inzwischen auf eine Leistungsgröße von ca. 1 000 MWe angehoben wurde.

passive Sicherheitseinrichtungen

Um möglichst viel Know-how vom Betrieb der laufenden deutschen Siedewasserreaktoren auf den mittelgroßen Siedewasserreaktor mit passiven Sicherheitseinrichtungen übertragen zu können, wird sich dieser im Normalbetrieb kaum von diesen Anlagen unterscheiden und im Gegensatz zum SBWR der General Electric auch über interne Zwangsumwälzpumpen verfügen. Nur beim Ausfall der aktiven Sicherheitssysteme greifen als Back up-Lösung passive, sich selbst aktivierende Systeme ein. Gleichwohl muß klar gesehen werden, daß hierfür der *Entwicklungshorizont deutlich später* anzusetzen ist als für den EPR. Realistischerweise könnte für einen solchen Reaktor, soweit neben dem EPR überhaupt Bedarf besteht, erst nach der Jahrtausendwende ein Genehmigungsverfahren eingeleitet werden. Beide Reaktortypen werden allerdings nur eine Realisierungschance in Deutschland haben, wenn es ge-

EPR: Querschnitt Reaktorgebäude

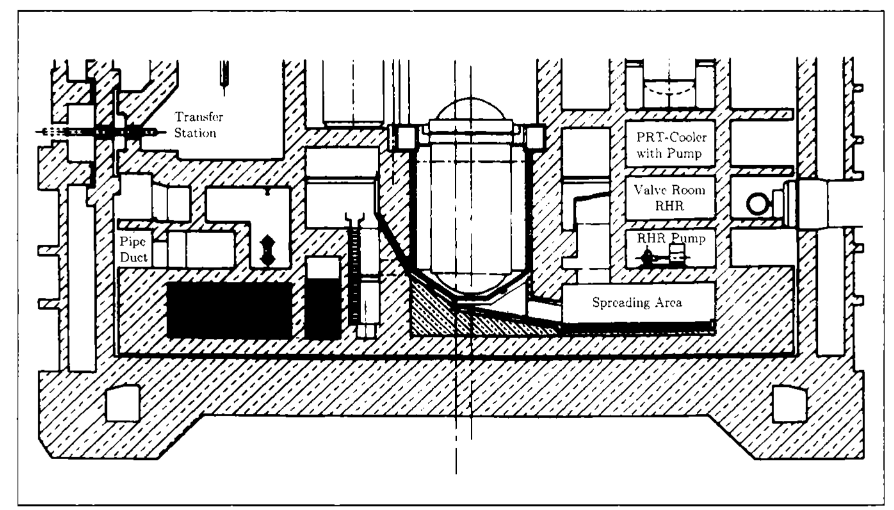


Abbildung 2.11: Querschnitt durch den unteren Teil des Reaktorgebäudes des EPR mit der Ausbreitungsfläche für die Kernschmelze.
Quelle: Siemens AG, Unternehmensbereich KWU.

energiepolitischer Konsens

lingt, im Rahmen der Bemühungen um einen energiepolitischen Konsens neben dem gesicherten Betrieb der laufenden Kernkraftwerke auch die Option für den Bau neuer Kernkraftwerke festschreiben zu lassen.

2.2.4 Schwerwasserreaktoren

Bearbeitet von Karl Siegel

Schweres Wasser

Haigerloch

Gleich mit Beginn der Reaktorentwicklung in den 40er Jahren wurde wegen seines günstigen Verhaltens gegenüber Neutronen *schweres Wasser* als Moderator und dann auch als Kühlmittel in Betracht gezogen. So sah die in Deutschland schon während des Krieges in Angriff genommene Reaktorentwicklung, insbesondere der nicht vollendete Reaktor in Haigerloch/Württemberg, schweres Wasser (neben Graphit) als Moderator vor[4].

Halden-Reaktor

In den 40er und 50er Jahren wurden in den wichtigsten westlichen Ländern und in der Sowjetunion schwerwassermoderierte Forschungsreaktoren gebaut und in Betrieb genommen. Bedeutung von ihnen hat heute nur noch der Reaktor in *Halden*, Norwegen, der seit 1958 von der OECD auf der Grundlage internationaler Vereinbarungen für Forschungszwecke genutzt wird.

Auch für Leistungsreaktoren ist Schwerwasser der beste verfügbare Moderator, der es ermöglicht, sie mit Natururan als Brennstoff zu betreiben. Dies erfordert allerdings ein relativ großes Moderator-Uran-Volumenverhältnis von ca. 20, das mit einem weiten Brennstabgitter und relativ niedriger

[4] Die in einem Felsenkeller unter der Schloßkirche in Haigerloch untergebrachte letzte Forschungsstätte des von W. Heisenberg geleiteten »Uranvereins« wurde restauriert und im Mai 1980 als Erinnerungsstätte der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

Tabelle 2.6: Mit schwerem Wasser moderierte Leistungsreaktoren

Reaktoren bzw. Kernkraftwerke (Lieferland)	Kühlung (C = Typ CANDU)	Nettoleistung in MWe	Auftragserteilung	Kommerz. Betrieb (aufgenommen od. erwartet) (Block 1/2)	Stillegung (vollzogen od. geplant) (Block 1/2)
Argentinien					
Atucha 1 (BRD)	D_2O	335	1967	1974	
Embalse (CDN)	D_2O(C)	600	1970	1984	
Atucha 2 (BRD)	D_2O	692	1980	1996	
Deutschland					
MZFR, Karlsruhe	D_2O	52	1961	1966	1984
KKN, Niederaichbach	CO_2	100	1964	1973	1974
Frankreich					
EL 4, Brennilis	CO_2	70	1962	1968	1985
Großbritannien					
SGHWR, Winfrith	H_2O	92	1963	1968	1990
Indien					
Rajastan (CDN)	D_2O(C)	2 × 207	1964/67	1973/81	
Madras (CDN)	D_2O(C)	2 × 220	1967/71	1984/86	
Narora (CDN)	D_2O(C)	2 × 220	1974	1991/92	
Kakrapar (CDN)	D_2O(C)	2 × 220	1981	1992/93	
Rajastan (CDN)	D_2O(C)	2 × 220	1986	1995/96	
Kaiga (CDN)	D_2O(C)	2 × 220	1987	1995/96	
Italien					
Cirene, Latina	H_2O	36	1976	Bau eingestellt	
Japan					
Fugen	H_2O	148	1971	1979	
Kanada					
NPD, Rolphton	D_2O(C)	22	1957	1962	1987
Douglas Point	D_2O(C)	206	1960	1968	1984
Gentilly 1	H_2O	250	1965	1972	1977
Pickering A 1–4	D_2O(C)	4 × 515	1964–1965	1971–1973	
Bruce B 1–4	D_2O(C)	4 × 769	1968	1977–1979	
Gentilly 2	D_2O(C)	638	1972	1983	
Point Lepreau	D_2O(C)	635	1974	1983	
Pickering B	D_2O(C)	4 × 516	1968/73	1983–1986	
Bruce B	D_2O(C)	4 × 860	1973	1984–87	
Darlington	D_2O(C)	4 × 881	1973	1990–93	
Korea					
Wolsung 1–2 (CDN)	D_2O(C)	2 × 629	1973/90	1983/97	
Wolsung 3–4 (CDN)	D_2O(C)	2 × 650	1992	1998/99	
Pakistan					
Kanupp, Karachi (CDN)	D_2O(C)	125	1965	1972	
Rumänien					
Cernavoda 1–2 (CDN)	D_2O(C)	2 × 620	1979/81	1993/95	
Cernavoda 3–5 (CDN)	D_2O(C)	3 × 620	1983/85	1997/99	
Schweden					
Agesta	D_2O	10	1956	1964	1974
Marviken	D_2O	140	1964	Bau eingestellt	
Tschechoslowakai					
Bohunice A 1	CO_2	104	1958	1972	1979

Quelle: Nuclear Engineering International: *World Nuclear Industry Handbook 1993.*

Mit schwerem Wasser moderierte Leistungsreaktoren

Leistungsdichte verbunden ist. Um dennoch eine etwas kompaktere Bauweise zu ermöglichen, wird auch leicht angereichertes Uran als Brennstoff eingesetzt.

Druckröhren-Reaktor

Hinsichtlich Trennung und Führung von Moderator und Kühlmittel sind die zwei unterschiedlichen Konzepte *Druckröhren-Reaktor* und *Druckgefäß-Reaktor* entwickelt worden. Beiden Typen gemeinsam ist die Funktionstrennung von Moderator und Kühlmittel. Die Brennstäbe befinden sich, zu kreisrunden Stabbündelelementen zusammengefaßt, in getrennten Kühlkanälen. Diese Kühlkanäle werden beim Druckröhren-Reaktor von unter Innendruck stehenden Druckröhren gebildet, die vom drucklosen Moderator D_2O umgeben sind. Beim Druckgefäß-Reaktor haben Kühlmittel und Moderator den gleichen Systemdruck und der gesamte Reaktor wird von einem Druckbehälter umschlossen.

Druckgefäß-Reaktor

Die Funktionstrennung von Moderator und Kühlmittel erlaubt auch den Einsatz anderer Kühlmittel als D_2O. So sind schwerwassermoderierte Reaktoren auch mit H_2O, CO_2 und organischen Flüssigkeiten als Kühlmittel entwickelt worden.

Tabelle 2.6 enthält die weltweit errichteten mit D_2O moderierten Leistungsreaktoren mit Angabe der Art ihrer Kühlung, der Nettoleistung sowie ihre zeitliche Einordnung.

Schwerwasserreaktoren haben in den ersten Jahren einige Schwierigkeiten, insbesondere bei ihren nichtnuklearen Komponenten, verursacht. Diese Probleme konnten aber gelöst werden. Außer in Kanada, Indien, Pakistan und Argentinien[5] sind die mit schwerem Wasser moderierten Reaktoren inzwischen aber aufgegeben oder weitgehend zurückgedrängt worden.

Schwerwasser-Kernkraftwerke

Ende 1992 waren weltweit 16 Schwerwasser-Kernkraftwerke mit 32 Blöcken und einer Gesamtbruttoleistung von 18 164 MWe in Betrieb. Damit haben sie einen Anteil von ca. 5 % der insgesamt installierten Kernkraftwerksleistung.

2.2.5 Graphitmoderierte Leichtwasserreaktoren

Bearbeitet von Karl Siegel

Zu Beginn der 50er Jahre wurde in der damaligen Sowjetunion die Entwicklung eines Druckröhren-Reaktors mit Siedewasserkühlung und Graphitmoderator aufgenommen. Dieser Reaktortyp[6], von dem 1954 eine 5 MWe-Pilotanlage in Obninsk in Betrieb genommen wurde, trägt die Bezeichnung RBMK-1000, wobei RBMK die russische Abkürzung für Hochleistungs-Druckröhren-Reaktor ist und 1000 die elektrische Bruttoleistung in MWe angibt.

RBMK-Reaktoren

[5] Alle außereuropäischen Länder, die Schwerwasser-Kernkraftwerke durch Unternehmen anderer Länder errichten lassen oder ließen, sind dem Atomwaffensperrvertrag bisher nicht beigetreten.

[6] SVA-Bulletin Nr. 9/1986, S. 19–26; atomwirtschaft, Juni 1986, S. 286–289; Tschernobyl-Info, Deutsches Atomforum, vom 21. 5. 1986.

In den Jahren 1958–1964 gingen die 100 MWe-Blöcke Troitsk 1 bis 6 sowie Beloyarsk 1 in Betrieb, und 1969 folgte die 160 MWe-Einheit Beloyarsk 2. Danach wurde sofort auf eine Blockleistung von 1 000 MWe übergegangen. Kernkraftwerke mit diesem Reaktortyp wurden als Zwillingsanlagen ausgeführt und serienmäßig errichtet. Da es sich um eine spezielle sowjetische Reaktorlinie handelt, die ursprünglich für die Plutoniumproduktion entwickelt wurde, wurden sie nur in der Sowjetunion gebaut. Die Ende 1992 in Betrieb oder im Bau befindlichen RBMK-Reaktoren sind in Tabelle 2.7 aufgelistet. Seit 1984 befindet sich der erste 1500 MWe-Block im litauischen Ignalin in Betrieb. Die Planung für Einheiten von 2 000 und 2 400 MWe wurde inzwischen eingestellt. Bei den 1 000 MWe-Blöcken ist der Reaktor-

Plutoniumproduktion

Sowjetunion

Litauen

Tabelle 2.7: RBMK-Reaktoren (Hochleistungs-Druckröhrenreaktoren)

Reaktoren bzw. Kernkraftwerke	Nettoleistung in MWe	Auftragserteilung	Kommerz. Betrieb (aufgenommen oder erwartet) Block 1/2	Stillegung (vollzogen od. geplant) Block 1/2
Litauen				
Ignalin 1–2	2 × 1 380	1974	1985/87	
Rußland				
Obninsk	5	1951	1954	
Troitsk 1–6	6 × 90	1953	1958/63	
Beloyarsk 1	102	1958	1964	1983
Beloyarsk 2	146	1959	1969	1990
Bilibinsk 1–4	4 × 11	1965	1974/77	
Sosnowi Bor 1–2	2 × 925	1968	1974/76	
Kursk 1–2	2 × 925	1968/74	1977/79	
Smolensk 1–2	2 × 925	1971	1983/85	
Smolensk 3	925	1981	1990	
Kursk 3–4	2 × 925	1974	1983/86	
Sosnowi Bor 3–4	2 × 925	1975	1980/81	
Kursk 5	925	1985	1994	
Ukraine				
Tschernobyl 1–2	2 × 925	1971	1978/79	1991
Tschernobyl 3–4	2 × 925	1974	1982/84	1986[a]

[a] stillgelegt nach Reaktorunfall, s. Kapitel 6.2.4.3.
Quelle: Nuclear Engineering International: *World Nuclear Industry Handbook 1993.*

RBMK-Reaktoren

kern, ein der Moderation dienender Graphitblock mit einer Spaltzone von 11,8 m Durchmesser und 7 m Höhe, in einem Betonquader von 22 × 22 × 26 m untergebracht. Der Moderatorblock besteht aus 2 488 Säulen, die aus quadratischen Blöcken (250 × 250 mm) aufgebaut sind. Er wird vertikal von 1 693 *Druckrohren* (88 mm Durchmesser, 4 mm Wanddicke) durchzogen, die innerhalb des Reaktorkerns aus einer Zirkonium-Legierung, außerhalb aus Edelstahl bestehen. In jedem Druckrohr befindet sich ein Brennelement, das aus zwei übereinander angeordneten Brennstabbündeln von

Druckrohre

Tabelle 2.8: Technische Hauptdaten der RBMK-1000-Reaktoren

Reaktortyp	SWR
therm. Reaktorleistung	3 200 MWth
max. Turbinenleistung	2 × 500 MWe
mittlerer U_{235}-Gehalt	1,8 %
gesamte Uranmenge im Kern	204 t
Abbrand	18 500 MWd/t
Frischdampf-Massenstrom	5 800 t/h
Frischdampfdruck	70 bar
Temperatur (Abscheider-Austritt)	284 °C
Kühlmitteltemperatur (Eintritt)	270 °C
Kühlmittel-Massenstromdurchsatz	37 500 t/h
mittlere Leistungsdichte, bezogen auf die Spaltzone	4,2 MW/m^3
mittlere Leistung pro Druckröhre	1,9 MW
max. Leistung pro Druckröhre	3,05 MW
mittlere Stableistung	150 W/cm

RBMK-1000 technische Daten

jeweils 18 Stäben besteht. Die Brennstäbe enthalten Tabletten aus gesintertem UO_2 mit 1,8 % U-235-Anreicherung und besitzen Hüllrohre (13,5 mm Durchmesser, 0,9 mm Wanddicke) aus derselben Zirkonium-Legierung wie die Druckröhren. Der Reaktor hat aufgrund seines Aufbaus einen *positiven Void-Koeffizienten der Reaktivität.* In 211 weiteren vertikalen Druckröhren befinden sich die Absorberstäbe. Der Reaktorkern erfordert aufgrund seiner Größe und des positiven Void-Koeffizienten, der mit steigendem Abbrand noch zunimmt, im Vergleich zu den üblichen Druck- und Siedewasserreaktoren eine aufwendigere Überwachung und Regelung. Es sind daher eine lokale Leistungsregelung und ein lokales Schutzsystem installiert. Beide Systeme arbeiten mit Signalen aus den in den Brennelementen befindlichen Neutronenflußmeßkammern . Die Regel- und Abschaltstäbe fahren mit 0,4 m/s in den Reaktorkern ein. Eine Ausnahme bilden die automatischen Regelstäbe, deren Verfahrgeschwindigkeit 0,2 m/s beträgt. Aufgrund hoher Strömungswiderstände haben die Regelstäbe beim freien Fall auch nur eine Geschwindigkeit von 0,4 m/s. Weitere technische Daten sind in der Tabelle 2.8 enthalten. Die RBMK-Reaktoren boten aus sowjetischer Sicht folgende Vorteile:

positive Reaktivitäts-Koeffizienten

Void-Koeffizient

- Der Brennstoffwechsel ist während des Betriebes möglich. Dies erlaubt die Verwendung von nur schwach angereichertem Uran (1,1–1,8 %) mit entsprechend geringem Spaltproduktinventar in den bestrahlten Brennelementen und somit eine rationelle Produktion von Plutonium 239.
- Die Herstellung der Hauptkomponenten in Modulbauweise erfordert keine besondere technische Ausrüstung in den Fabriken. So ist es nicht nötig, große Schmiedestücke, wie z.B. Druckbehälter, herzustellen und zu transportieren. Die Blockleistung ist daher nicht durch technologische Gegebenheiten begrenzt.

Modulbauweise

- Im praktischen Betrieb haben sich – laut sowjetischen Angaben – die RBMK-Blöcke durchaus bewährt. Ihre Verfügbarkeit und Auslastung lag

bisher über dem Durchschnitt sowjetischer Anlagen und erreichte auch international übliche Werte.

Diesen betrieblichen und volkswirtschaftlichen Vorteilen stehen aus westlicher und insbesondere deutscher Sicht folgende gravierende Nachteile gegenüber:

— Die reaktorphysikalische Auslegung – *positiver Void-Koeffizient* und Größe des Reaktorkerns – führt bei vielen Störungen zu einem Anstieg der nuklearen Leistung und zu einer geringeren Stabilität ihrer Verteilung im Reaktorkern. Die RBMK-1000-Reaktoren sind daher nicht inhärent sicher, wie es bei fast allen übrigen Reaktoren der Fall ist.

positiver Void-Koeffizient

— Der gasdichte *Sicherheitsbehälter (Containment)*, der bei allen in den westlichen Ländern errichteten kommerziellen Kernkraftwerken als Genehmigungsvoraussetzung notwendig ist, fehlt bei den RBMK-1000-Reaktoren wie auch bei manchen anderen russischen Reaktoren.

kein Sicherheitsbehälter

— Im Vergleich zu westlichen Reaktoren sind einige Sicherheitseinrichtungen nicht vorhanden oder in zu geringer Redundanz ausgeführt.

— Die starke Vermaschung der Systeme untereinander und insbesondere mit dem Notkühlsystem ist keine geeignete Voraussetzung für die Verhinderung und für die Eingrenzung von Störfällen.

— Nach deutschen Sicherheitskriterien wäre auch die Anordnung von zwei Reaktoren in einem Gebäude sowie der *Brennelementwechsel unter Last* bei einem flüssigkeitsgekühlten Reaktor nicht genehmigungsfähig.

Brennelementwechsel unter Last

Diese prinzipiellen und konstruktiven Nachteile der RBMK-Reaktoren hatten für den Verlauf des in der Nacht vom 25. auf den 26. April 1986 stattgefundenen schweren *Reaktorunfalls* in Block 4 des Kernkraftwerkes in *Tschernobyl* entscheidende Bedeutung. Auf den Ablauf dieses bisher schwersten Unfalls in der Kerntechnik und auf seine Auswirkungen auf die weitere Entwicklung der Kernenergie wird an anderer Stelle eingegangen (siehe Kapitel 6.2.4.3, dort auch Prinzipskizzen des Reaktors).

Reaktorunfall in Tschernobyl

Der *Hanford-N-Reaktor* (Hanford, Staat Washington, USA), ursprünglich wie die russischen Vorläufer der RBMK-Reaktoren für die Plutoniumproduktion konzipiert und errichtet, ist ein graphitmoderierter Druckwasserreaktor. Er ging 1963 mit einer thermischen Leistung von 4 000 MWth in Betrieb. Zu ihrer Ausnutzung wurden 1966 Dampferzeuger und zwei 430 MW-Turbinen hinzugebaut.

Hanford-Reaktor

Der Kern dieses Reaktors besteht aus Graphitblöcken für die Moderation und 1 003 horizontal angeordneten Brennelementen mit Zirkonium-Hüllrohren. Als Brennstoff wird auf 1 % angereichertes Uranmetall benutzt. Für den Brennelementwechsel muß dieser Reaktor abgeschaltet werden. Geregelt wird er durch 86 Bor enthaltende Absorberstäbe. Für ein diversitäres und redundantes Abschaltsystemstehen Borkarbid-Kugeln zur Verfügung, die über Trichter in vertikale Bohrungen des Reaktorkerns eingeführt werden. Bei Überhitzung kann der Reaktorkern durch ein zusätzliches Sicherheitssystem mit Helium und Stickstoff gekühlt werden.

französischer Graphit-Gas-Reaktor

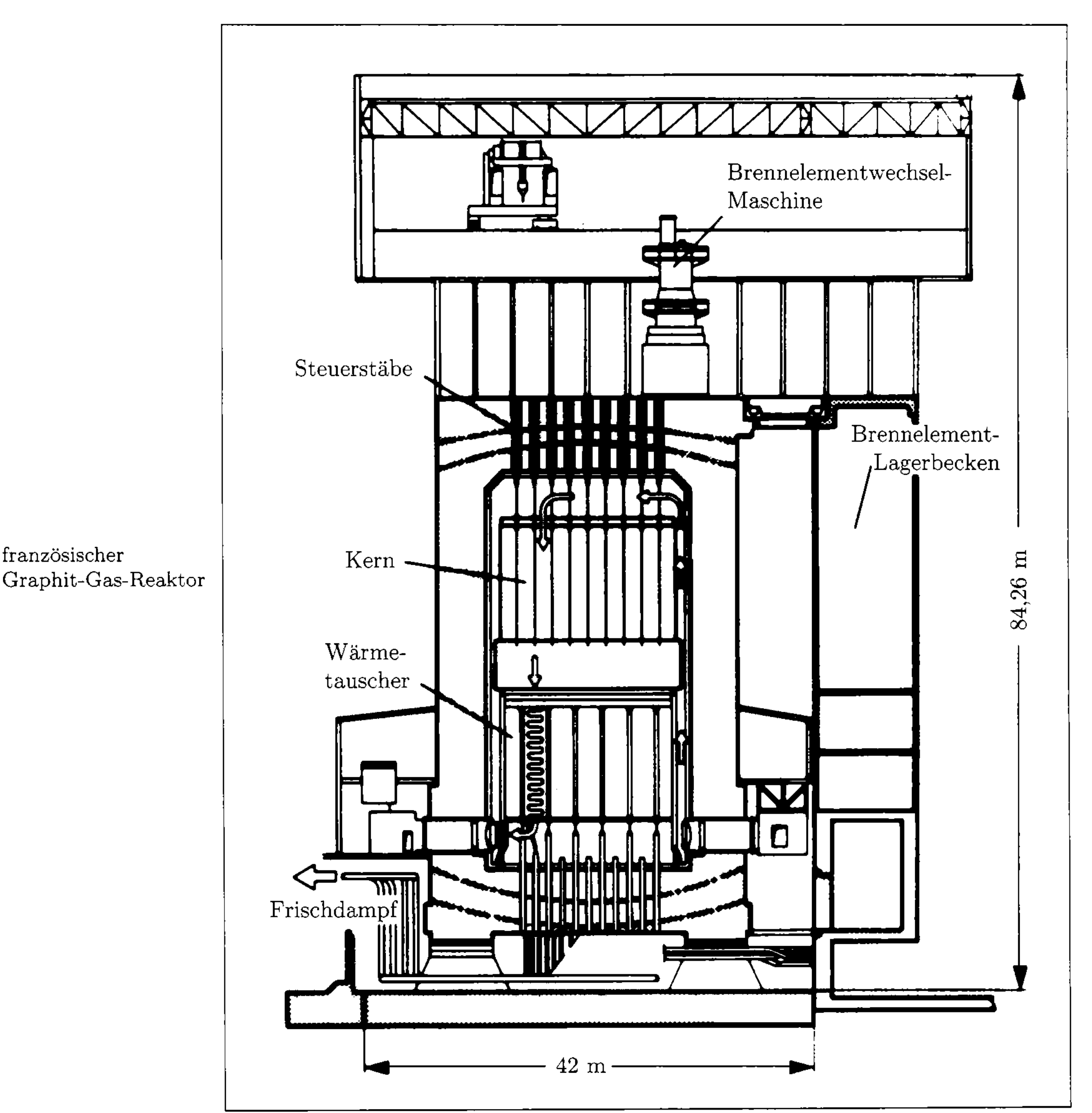


Abbildung 2.12: Aufriß des französischen Graphit-Gas-Reaktors Saint-Laurent-des-Eaux Nr. 1 mit 390 MWe (netto).

2.3 Gasgekühlte Reaktoren

2.3.1 Magnox-Reaktoren (GGR)

Bearbeitet von Karl Siegel

Die ersten bis zur industriellen Reife entwickelten Reaktoren sind die vornehmlich in Großbritannien und Frankreich gebauten Reaktoren, die natürliches Uran als Brennstoff, Magnesium in einer Legierung mit Alumi-

nium, Calcium und Beryllium – Magnox[7] – als Hüllenmaterial (»canning«), Graphit als Moderator und Kohlendioxid als Kühlmittel verwenden. Abbildung 2.12 zeigt den Aufbau des von der Électricité de France an der Loire gebauten Reaktors Saint-Laurent-des-Eaux 1. Dieses Reaktorkonzept kann zurückgeführt werden auf den bereits erwähnten ersten im Rahmen des Manhattan-Projekts gebauten, am 2. Dezember 1942 erstmals kritisch gewordenen Reaktor Chicago Pile 1 mit 0,2 Kilowatt thermischer Leistung und auf die gleichfalls bereits während des Krieges in Hanford (Washington/USA) errichteten acht Reaktoren zur Plutoniumerzeugung mit insgesamt 600 thermischen Megawatt. Bei allen diesen amerikanischen Reaktoren blieb die Wärme ungenutzt.

Magnox-Reaktoren

Chicago Pile 1

Die Plutoniumerzeugung stand auch im Vordergrund bei den seit 1956 in Betrieb genommenen je vier Reaktoren von Calder Hall und Chapelcross (Großbritannien) – insgesamt 400 MWe – und den gleichfalls seit 1956 in Betrieb genommen drei Reaktoren in Marcoule (Frankreich) – insgesamt

Calder Hall

[7] *Mag*nesium *no*n *ox*idizing, eine Legierung aus Al, Be, Ca und Mg.

Tabelle 2.9: In Großbritannien und Frankreich errichtete oder von dort exportierte Reaktoren vom Typ »Magnox«.

Reaktoren bzw. Kernkraftwerke (Lieferland)	Nettoleistung MWe	Auftragserteilung	Kommerzieller Betrieb aufgenommen Block 1/2	Stillegung (vollzogen) oder geplant) Block 1/2
Großbritannien				
Calder Hall	4 × 50	1953	1956–59	1996–99
Chapelcross	4 × 48	1953	1959–60	1999–00
Berkeley	2 × 138	1956	1962/62	1989/88
Bradwell	2 × 123	1956	1962/62	
Hunterston A	2 × 150	1956	1964/64	1990/89
Hinkley Point A	2 × 235	1957	1965/65	
Trawsfynydd	2 × 196	1958	1965/65	
Dungeness A	2 × 220	1959	1965/65	
Sizewell A	2 × 210	1960	1966/66	
Oldbury A	2 × 217	1961	1968/68	
Wylfa	2 × 475	1963	1971/72	
Frankreich				
Marcoule G 2-3	2 × 40	1955	1959/60	1980/84
Chinon 1	70	1956	1964	1973
Chinon 2	180	1957	1965	1985
Chinon 3	360	1960	1967	1990
Saint-Laurent 1	390	1963	1969	1990
Saint-Laurent 2	450	1965	1971	1992
Bugey 1	540	1965	1972	1994
Italien				
Latina (GB)	153	1958	1964	1987
Japan				
Tokai Mura 1 (GB)	159	1959	1966	
Spanien				
Vandellos (F)	480	1966	1972	1990

Magnox-Reaktoren

Quelle: Nuclear Engineering International: *World Nuclear Industry Handbook 1993.*

80 MWe. Am 17. Oktober 1956 wurde der erste Calder-Hall-Reaktor an das britische Stromnetz angeschlossen. Damit war das Startzeichen für die Kernstromerzeugung gegeben.

In der Folgezeit sind in Großbritannien und in Frankreich zahlreiche Reaktoren dieses Typs mit immer größerer Leistung gebaut worden (siehe Tabelle 2.9).

Magnox-Reaktoren sind schon frühzeitig bis zur vollen industriellen Reife entwickelt worden und zeichnen sich durch große Zuverlässigkeit aus, die in hohen Verfügbarkeitsgraden zum Ausdruck kommt. Nicht vorausgesehene Korrosionsschäden an Stahlteilen im Reaktorinnern haben aber eine allgemeine Absenkung der Kühlgastemperaturen und damit auch der Reaktorleistungen erforderlich gemacht.

Die Verwendung von natürlichem Uran als Brennstoff und von Graphit als Moderator bedingt ein voluminöses Core und stellt damit Konstruktionsprobleme für das Druckgefäß. Sie wurden gelöst durch den Übergang von Stahlbehältern (mit Wanddicken bis über 10 cm) zu Druckgefäßen aus Spannbeton. Das große Corevolumen führt andererseits zu einer besonders guten Neutronenökonomie. Magnox-Reaktoren sind zudem gute Plutonium-Produzenten.

Spannbetonbehälter

Nachteilig sind nicht nur die erforderlichen großen Dimensionen, sondern auch die Begrenzungen des Kühlgasdrucks und die geringen spezifischen Leistungen. Das alles führt zu hohen Anlagekosten, die 1964/65 in Großbritannien und 1969/70 in Frankreich Veranlassung gegeben haben, diesen Reaktortyp aufzugeben.

Ende 1992 sind noch 11 Kernkraftwerke mit insgesamt 24 Magnox-Reaktoren in Betrieb. Davon werden in Großbritannien 22 Reaktoren mit einer installierten Bruttoleistung von 4 218 MWe betrieben und je einer in Frankreich (555 MWe) und Japan (166 MWe). Bezogen auf die installierte Gesamtbruttoleistung von 348 893 MWe der zum gleichen Zeitpunkt weltweit zur Stromerzeugung genutzten 423 Kernkraftwerksblöcke ist das noch ein Anteil von ca. 1,4 %. Anfang der 70er Jahre betrug dieser Anteil noch ca. 20 % (westliche Länder).

2.3.2 Fortgeschrittene gasgekühlte Reaktoren (AGR)

Bearbeitet von Karl Siegel

In Großbritannien entschloß man sich Mitte der 60er Jahre, die Kühlung mit Kohlendioxid beizubehalten, aber anstelle von Natururan in Form von Metall auf 1,6 bis 2,5 % angereichertes Uran in Form von Oxid zu verwenden und die Elemente mit Edelstahl anstatt Magnox zu umhüllen. Dies ist das Konzept des 1958 in Auftrag gegebenen Prototyps eines *Advanced Gas Cooled Reactor* (AGR) in Windscale und der ab 1965 in Auftrag gegebenen Leistungskraftwerke dieses Typs (siehe Tabelle 2.10). Der AGR zeichnet sich gegenüber dem Magnox-Reaktor aus durch größere Kompaktheit und entsprechend kleinere Dimensionen wie auch durch höhere Austrittstemperaturen des Kühlgases (665–675 °C anstatt rund 400 °C) und damit durch höheren

AGR: Advanced Gas Cooled Reactors

Tabelle 2.10: AGR-Kraftwerke in Großbritannien

Reaktoren bzw. Kernkraftwerke	Nettoleistung in MWe	Auftragserteilung	Kommerz. Betrieb aufgenommen Block 1/2	Stillegung (vollzogen oder geplant)
Windscale	28	1958	1963	1981
Dungeness B	2 × 360	1965	1985/88	
Hinkley Point B	2 × 585	1967	1978/76	
Hunterston B	2 × 624	1967	1976/77	
Hartlepool 1–2	510/560	1967	1984/85	
Heysham A	2 × 550	1967	1984/85	
Heysham B	2 × 620	1980	1988/89	
Torness Point	2 × 625	1980	1988/89	

Quelle: Nuclear Engineering International: *World Nuclear Industry Handbook 1993.*

AGR-Kraftwerke

thermischen Wirkungsgrad (42 % anstatt 33 %). Der Abbrand des Brennstoffs, d.h. die je Tonne Kernbrennstoff erzeugte Wärmeenergie, erhöht sich damit von 3 000 bis 4 000 MWd/t auf 18 000 bis 20 000 MWd/t[8].

thermischer Wirkungsgrad

Ungeachtet aller Anstrengungen ist es den mit der Entwicklung und dem Bau von Reaktoren in Großbritannien befaßten Stellen nicht gelungen, Elektrizitätserzeuger anderer Länder für den AGR zu engagieren. Er konnte sich im Wettbewerb mit den Leichtwasserreaktoren nicht behaupten. Anfang der 70er Jahre zeichnete sich daher in Großbritannien die Tendenz ab, entweder zu den noch weiter fortentwickelten gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren überzugehen oder die Gaskühlung aufzugeben und, wie fast die gesamte übrige Welt, Leichtwasserreaktoren zu bauen. Die 7 AGR-Kernkraftwerke in Großbritannien mit ihren Ende 1992 in Betrieb befindlichen 14 Blöcken und einer Gesamtbruttoleistung von 8 538 MWe stellen ca. 2,5 % der weltweit installierten Kernkraftwerksbruttoleistung dar.

2.3.3 Die Baulinie des Hochtemperaturreaktors

Bearbeitet von Herbert Harder

2.3.3.1 Allgemeines und F&E-Arbeiten

Der Hochtemperaturreaktor (HTR) ist die konsequente Weiterentwicklung gasgekühlter, graphitmoderierter Reaktoren über das Konzept des AGR hinaus. Diese Entwicklung wurde in den 50er Jahren mit dem Ziel aufgenommen, durch Erhöhung der Kühlmitteltemperatur, der Leistungsdichte und der Brennstoffausnutzung die Wirtschaftlichkeit gasgekühlter Reaktoren zu verbessern und ihre Einsatzmöglichkeiten zu verbreitern.

Hochtemperaturreaktor

Im HTR wird auf eine Metallumhüllung der Brennelemente verzichtet; vielmehr wird Graphit als Hüllwerkstoff sowie als Moderator und Reflektor verwendet. Graphit entzieht dem Multiplikationsprozeß – im Gegensatz zu Metallen – praktisch keine Neutronen durch schädliche Absorption. Außerdem besitzt Graphit eine hohe Wärmeleitfähigkeit und selbst bei sehr

Graphit

[8] 1 MWd (Megawatt-Tag) = 24 000 kWh (Wärme). Häufig wird als Abbrand auch der auf den anfänglichen Brennstoffgehalt bezogene Prozentsatz an Brennstoff bezeichnet, der während des Reaktorbetriebes verbraucht wird.

hohen Temperaturen eine ausgezeichnete Festigkeit. Kühlmittel ist nicht mehr – wie in den Magnox-Reaktoren und im AGR – Kohlendioxid, sondern Helium.

Anstelle einer metallischen Brennelementumhüllung werden beim HTR die einzelnen, im Durchmesser weniger als 1 mm großen Brennstoffteilchen mit Schichten aus pyrolytisch abgeschiedenem Kohlenstoff und – in der neueren Entwicklung – zusätzlich auch mit Schichten aus Siliziumkarbid umhüllt. Diese beschichteten Brennstoffkerne, die »coated particles«, werden in die Graphitmatrix der Brennelemente eingebettet. Je nach verwendetem Brennstoffzyklus bestehen die Brennstoffkerne aus niedrig – auf etwa 10 % – angereichertem Uran oder aus hoch – bis zu 93 % – angereichertem Uran mit Thorium als Brutstoff. Mit dem Uran/Thorium-Zyklus lassen sich hohe Konversionsraten erreichen.

»coated particles«

Uran/Thorium-Zyklus

Die »coated particles« sind das entscheidende Element der HTR-Entwicklung. Durch die Beschichtung der Brennstoffteilchen werden die Spaltprodukte am Ort ihres Entstehens zurückgehalten; die Rückhaltung ist vollständig und auch bei Temperaturen weit oberhalb der Betriebstemperatur wirksam. Der durch die coated particles mögliche Verzicht auf die Verwendung von Metallen im Reaktorkern ergibt nicht nur eine gute Brennstoffausnutzung, sondern erlaubt auch das Erreichen hoher Kühlmitteltemperaturen und macht den HTR vor allem unempfindlich gegen störfallbedingte Temperaturerhöhungen. Zusammen mit dem Aufbau des Reaktors aus Graphit und der Verwendung des nicht aktivierbaren Heliums als Kühlmittel verleihen die coated particles dem HTR somit eine hohe Sicherheit.

Spaltprodukt-Rückhaltung

Helium als Kühlmittel

Bei dem gegenwärtigen Entwicklungsstand lassen sich für den Einsatz des HTR in einem Kraftwerk mit Dampfturbinenprozeß Kühlkreislauf-Austrittstemperaturen im Bereich von 700–750 °C realisieren. Im Versuchsreaktor AVR wurden jedoch bereits 950 °C im mehrjährigen Dauerbetrieb erreicht. Solch hohe Kühlmitteltemperaturen gestatten einen besonders hohen thermischen Wirkungsgrad[9] und ermöglichen in der weiteren Perspektive die Verwendung der nuklearen Wärme im Temperaturbereich zwischen 800 und 1 100 °C als Prozeßwärme, insbesondere für chemische und metallurgische Zwecke.

thermischer Wirkungsgrad

Der Hochtemperaturreaktor wurde in Europa und in den USA in drei Linien entwickelt:

DRAGON

– Als europäisches Gemeinschaftsprojekt DRAGON: von der der OECD unterstellten Europäischen Kernenergie-Agentur NEA. Ein mit prismatischen Brennelementen ausgestatteter Versuchsreaktor von 20 MWth wurde in Winfrith (Großbritannien) gebaut und im August 1964 kritisch.

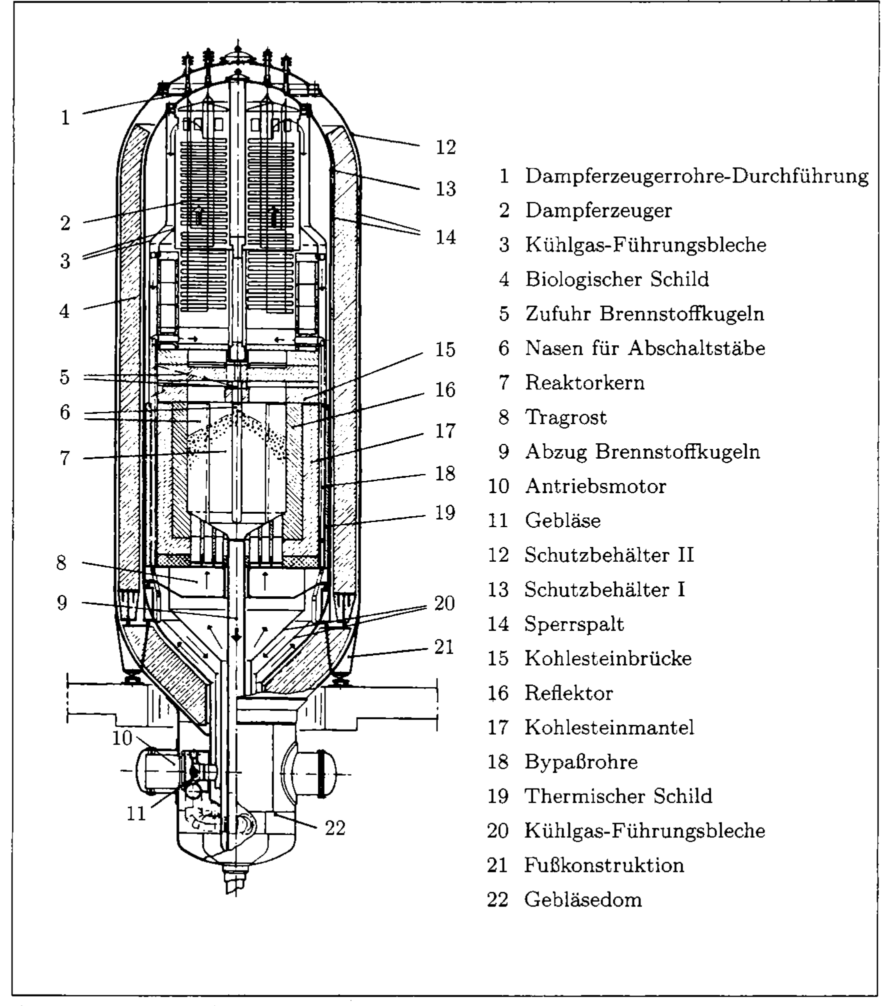
Peach-Bottom-Reaktor

– Als gleichfalls mit prismatischen Brennelementen ausgestatteter Versuchsreaktor: von der Firma General Atomic in den Vereinigten Staaten. Ein erster Versuchsreaktor mit 40 MWe elektrischer Leistung wurde in Peach Bottom/Pennsylvania im März 1966 kritisch.

Kugelhaufen-Reaktor

– Als Kugelhaufen-Reaktor, einer Konzeption von R. Schulten: von der Brown

[9] Wirkungsgrad ist das Verhältnis der Nutzleistung zur zugeführten Leistung aus der Kernspaltung. In einem HTR-Kraftwerk lassen sich ebenso hohe Anlagenwirkungs-



AVR-Reaktor Jülich

Abbildung 2.13: Aufbau des AVR-Reaktors in Jülich.
Quelle: BBC/Krupp-Reaktorbau GmbH.

Boveri/Krupp GmbH (BBK)[10] für die Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR). Bei diesem Konzept besteht der Reaktorkern aus einer Schüttung kugelförmiger Brennelemente, die von einem zylindrischen Seitenreflektor und einem trichterförmig ausgebildeten Bodenreflektor begrenzt wird. Wie die Brennelemente bestehen auch beide Reflektoren aus Graphit. Die Brennelemente durchwandern den Reaktorkern während des Leistungsbetriebes langsam von oben nach unten; sie werden kontinuierlich unter Last zugegeben und abgezogen. Dadurch entfallen Stillstandszeiten des Reaktors für Brennelementwechsel und zugehörige Betriebsvorgänge.

grade realisieren wie in konventionellen Kraftwerken. So liegt der Wirkungsgrad des THTR trotz Luftkühlung bei 40 %.

[10] Vorgänger-Gesellschaft der Hochtemperaturreaktorbau GmbH (HRB), einer Tochtergesellschaft der Asea Brown Boveri AG, Mannheim (ABB).

Der Reaktor in Peach Bottom und der DRAGON-Reaktor wurden nach 8 bzw. 12 Jahren Betriebszeit und Erfüllung ihrer Aufgaben als Versuchsreaktoren stillgelegt. In Großbritannien wurde danach die HTR-Entwicklung nicht fortgesetzt, nachdem die Bemühungen um eine Verlängerung des DRAGON-Abkommens 1977 gescheitert waren; die Erfahrungen aus dem Betrieb des DRAGON-Reaktors und insbesondere die Ergebnisse der dort durchgeführten Bestrahlungsexperimente an Brennelementen und Graphiten wurden jedoch bei den HTR-Entwicklungen in Deutschland und in den USA verwertet.

AVR in Jülich

Das von BBK entwickelte und gebaute 15 MWe Versuchskraftwerk mit Kugelhaufenreaktor, der AVR in Jülich/Rheinland (siehe Abbildung 2.13), ist dagegen nach der ersten Stromerzeugung im Dezember 1967 21 Jahre lang betrieben worden, um mit dem Dauerbetrieb die hohe Zuverlässigkeit dieses Reaktorsystems, seine guten Betriebs- und Sicherheitseigenschaften und seine Eignung als Prozeßwärmereaktor mit nuklearer Wärmeerzeugung auf hohem Temperaturniveau zu demonstrieren. Im Februar 1974 wurde der Reaktor auf die nirgendwo sonst in Kernkraftwerken erreichte Kühlmittel-Austrittstemperatur von 950 °C hochgefahren und danach über Jahre hinweg bei dieser Temperatur betrieben. Ende 1988 wurde die Stromerzeugung im AVR eingestellt und der Reaktor abgeschaltet.

Eignung als Prozeßwärmereaktor

2.3.3.2 Prototyp-HTR-Kernkraftwerke

Auf der Grundlage der Erfahrungen mit den drei Versuchsreaktoren wurden zwei Prototyp-Kernkraftwerke mit Hochtemperaturreaktor gebaut:

Das Fort St. Vrain Kraftwerk:

Fort St. Vrain-HTR

In den USA wurde ein von General Atomic gebauter 330 MWe Reaktor in Fort Saint Vrain/Colorado 1974 erstmals kritisch; unerwartete, nicht reaktorspezifische Schwierigkeiten haben danach die Inbetriebnahme längerfristig verzögert. Insbesondere hatten Fehler an den wassergeschmierten Heliumgebläsen zu einem Wassereintritt in den Primärkreislauf geführt. Außerdem traten aufgrund einer mechanischen Instabilität im Reaktorkern Schwankungen in der Gastemperatur auf. Eine weitere Verzögerung trat ein, als wegen eines von der HTR-Entwicklung unabhängigen Ereignisses – dem Brand in Brown's Ferry im März 1975 – verschärfte Sicherheitsanforderungen eine umfangreiche Neuverkabelung auch bei Fort St. Vrain notwendig machten. 1978 konnte dieser Reaktor schließlich den Leistungsbetrieb aufnehmen. 1979 wurde das Kraftwerk an die Public Service Co. of Colorado übergeben; aber auch danach haben Störungen das Erreichen einer akzeptablen Verfügbarkeit verhindert. 1989 wurde das Kernkraftwerk endgültig stillgelegt.

Die von der Firma General Atomic parallel zur Errichtung und Inbetriebnahme des Fort St. Vrain-Kraftwerks geplante privatwirtschaftliche Markteinführung des HTR in den USA hat sich wegen der als Folge der ersten Ölkrise eingetretenen Rezession nicht realisieren lassen.

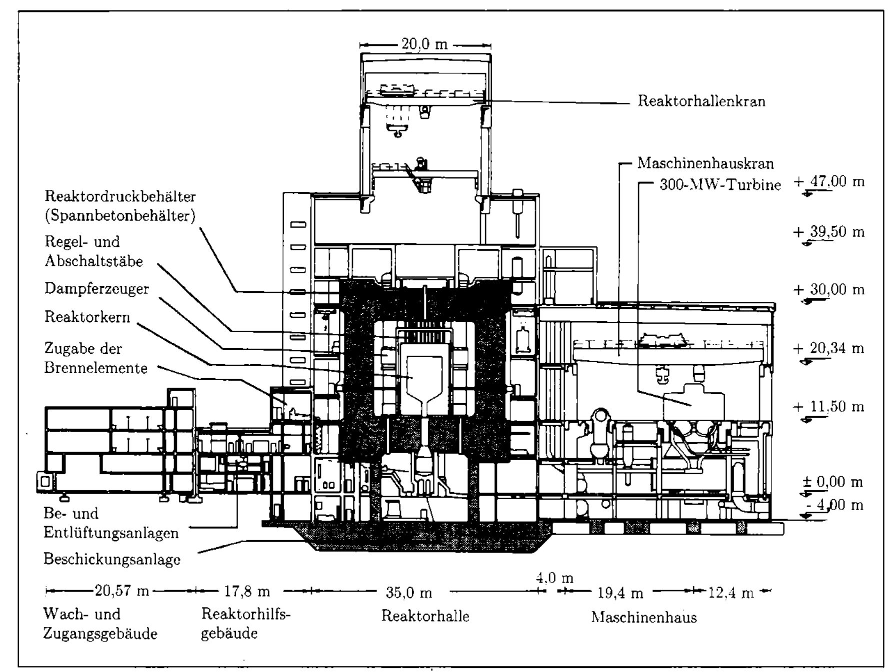


Abbildung 2.14: Aufbau des THTR-Reaktors in Hamm-Uentrop.
Quelle: Hochtemperaturreaktorbau GmbH (HRB).

THTR-300

Der THTR:
In Deutschland wurde 1971 in Hamm-Uentrop/ Westfalen mit dem Bau eines 300 MWe Prototyp-Kernkraftwerks mit einem Thorium-Hochtemperaturreaktor nach dem Kugelhaufenprinzip, dem THTR-300, begonnen (vgl. Abbildung 2.14). Das Kraftwerk wurde vom Firmenkonsortium ABB/HRB/NUKEM für die Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH (HKG), eine Gründung mehrerer deutscher Versorgungsunternehmen[11] errichtet.

THTR-300

Der THTR sollte ursprünglich nach einer Bauzeit von sechs Jahren seinen Betrieb aufnehmen. Wegen des langwierigen atomrechtlichen Genehmigungsverfahrens mit einer Überfülle an neuen, während der Bauzeit ständig geänderten Verwaltungsrichtlinien, Sicherheitsvorschriften und Auflagen[12] hat sich der Zeitpunkt der Kraftwerksübergabe erheblich verzögert. Insbesondere haben immer neue Anforderungen im Genehmigungsverfahren während der Errichtung des THTR zu wesentlichen Änderungen geführt, die wiederum Bauverzüge und insgesamt erhebliche Zusatzkosten zur Folge

[11] Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH, Gemeinschaftskraftwerk Hattingen GmbH, Kommunales Elektrizitätswerk Mark AG, Stadtwerke Aachen AG und Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG.

[12] Nach einer Aussage des Herstellers haben allein bis 1977 insgesamt 5 Mio. Einzelprüfungen und Qualitätskontrollen stattgefunden, deren Befunde – 100 000 Einzelergebnisse – in 1 200 Aktenordnern gesammelt wurden. Nach vorsichtiger Schätzung müßten bis zum Abschluß des Genehmigungsverfahrens Unterlagen im Gewicht von 280 t erstellt worden sein.

hatten. Im September 1983 wurde der Reaktor kritisch, das Kraftwerk lieferte am 16. November 1985 erstmals Strom in das öffentliche Netz.

Nach erfolgreicher Inbetriebnahme wurde das Kernkraftwerk am 1. Juni 1987 an den Betreiber übergeben. Das Projekt wurde maßgeblich vom Bundesministerium für Forschung und Technologie sowie vom Land Nordrhein-Westfalen gefördert.

THTR-Reaktorkern

Der Reaktorkern des THTR besteht aus einer losen Schüttung von 675 000 kugelförmigen Brennelementen von 6 cm Durchmesser, in die der Brennstoff – jeweils rd. 1 g Uran und 10 g Thorium – als »coated particles« eingebettet ist. Die Brennelementschüttung wird von einem zylindrischen Graphitaufbau von 5,6 m Durchmesser und ca. 6 m Höhe aufgenommen.

coated particles

Helium-Kühlung

Die Kühlung der Kugelschüttung erfolgt durch abwärts strömendes Helium mit einem Druck von 39 bar, das sich hierbei von 250 auf 750 °C erhitzt und die aufgenommene Wärme in 6 den Reaktorkern radial umgebenden Dampferzeugern an den Sekundärkreislauf abgibt. Die Regelung und Schnellabschaltung des Reaktors wird mit 36 in Bohrungen des seitlichen Reflektors einfahrenden Absorberstäben vorgenommen; für Langzeitabschaltungen stehen 42 direkt in die Kugelhaufenschüttung einfahrende Absorberstäbe zur Verfügung. Alle Komponenten des Primärkreislaufs sind in einem Spannbetonbehälter von ca. 5 m Wandstärke in integrierter Bauweise untergebracht.

Die Verzögerungen bei der Errichtung des THTR waren vor allem dadurch bedingt, daß die Genehmigungsbehörden für diesen neuen Reaktortyp trotz seiner spezifischen, günstigen Sicherheitseigenschaften praktisch die gleichen ingenieurtechnischen Sicherheitseinrichtungen und Sicherheitsmaßnahmen sowie auch die gleichen Sicherheitsnachweise verlangten wie für die etablierten Leichtwasserreaktoren.

Sicherheit des THTR

Gerade seine systemspezifischen, inhärent wirksamen Eigenschaften haben jedoch dem Hochtemperaturreaktor eine besondere Bedeutung in der durch den Reaktorunfall von Tschernobyl ausgelösten Kernenergiediskussion verschafft; sie bewirken ein Sicherheitsniveau, das den an sich schon international herausragenden Standard der deutschen Leichtwasserreaktoren noch übertrifft. Die hohe Sicherheit des THTR läßt sich aus dem Aufbau des Reaktors begründen; u.a. ergeben sich naturgesetzlich folgende Eigenschaften, die auch bei einem Störfall voll wirksam bleiben würden:

- Aufgrund der Beschichtung der einzelnen Brennstoffteilchen mit hochtemperaturfestem, keramischem Material liegt die Versagenstemperatur dieser ersten Rückhaltebarriere für die Spaltprodukte so weit – viele hundert Grad – oberhalb der maximalen Betriebstemperatur der Brennelemente, daß sie bei Störfällen nicht erreicht wird.

niedrige Leistungsdichte

- Die relativ niedrige Leistungsdichte im Reaktorkern und die hohe Wärmekapazität des Graphits resultieren in einem trägen Störfallverhalten, das viel Zeit für Eingriffsmöglichkeiten schafft. Wie im THTR-Genehmigungsverfahren nachgewiesen, kann der Reaktor auch im Falle eines vollständigen Ausfalls der Kühlung mehrere Stunden lang sich selbst überlassen werden, ohne daß sicherheitstechnisch relevante Schäden an Primärkreiskomponenten entstehen.

- Das Kühlmittel Helium ist problemlos; es ist chemisch und reaktivitätsmäßig neutral, außerdem phasenstabil. Helium ist selbst nicht aktivierbar; Aktivität im Primärkreislauf kann nur über die – ständig überwachten – Kühlgasverunreinigungen entstehen. Im Falle einer Druckentlastung mit Kühlgasabgabe an die Umgebung ergibt sich deshalb nur eine geringe Strahlenbelastung, die selbst am ungünstigsten Ort in der Nähe des Kraftwerks nur zu einer kumulierten Strahlenbelastung von weniger als 1 mSv führen würde. Ein totaler Kühlmittelverlust kann bei einem gasförmigen Kühlmittel nicht vorkommen, weil eine Druckentlastung immer nur bis zum Umgebungsdruck führen kann.

Helium problemloses Kühlmittel

- Der THTR verfügt zusätzlich zu den zwei Abschaltsystemen über eine inhärent wirksame Selbstabschaltung. Bei Ausfall der Kühlung schaltet sich die Neutronenmultiplikation naturgesetzlich selbst ab; dies wurde beim AVR mehrfach sowie auch beim THTR bei niedriger Leistung experimentell demonstriert. Dabei ist von entscheidender Bedeutung, daß die bei dieser Prozedur auftretenden Temperaturerhöhungen für die Brennelemente problemlos sind, so daß die Selbstabschaltung tatsächlich als zusätzliche Sicherheitsmaßnahme genutzt werden kann.

inhärent wirksame Selbstabschaltung

- Ein Graphitbrand kann beim THTR nicht eintreten, weil der gesamte Primärkreislauf in dem versagenssicheren Spannbetonbehälter eingeschlossen ist, bei dem konstruktionsbedingt selbst in einem Störfall nur kleine Öffnungen entstehen können. Deshalb würden Stunden vergehen, bevor das Helium durch diese Öffnungen entwichen wäre und überhaupt Luft eindringen könnte, und das auch nur in sehr kleinen Mengen. Inzwischen wäre der Reaktorkern jedoch durch die Kühlsysteme so weit abgekühlt, daß die Zündtemperatur für die Reaktion von Graphit mit Sauerstoff deutlich unterschritten wäre.

Spannbetonbehälter

In Übereinstimmung mit diesen günstigen Sicherheitseigenschaften haben die zum THTR durchgeführten Analysen ergeben, daß für diese Anlage ein Katastrophenschutz nicht erforderlich ist. Die zuständige Behörde hat dennoch vorsorglich diesbezügliche Schutzmaßnahmen, allerdings in stark reduziertem Umfang, gefordert.

Nach den ersten Jahren der Stromerzeugung mit dem THTR wurde das Betriebsverhalten der Anlage vom Betreiber sehr positiv beurteilt[13], wobei einige aufgetretene Schwierigkeiten auf den Prototypcharakter des THTR zurückgeführt wurden. Die vorausberechneten Leistungsdaten, die Garantiewerte, wurden ohne Einschränkung erfüllt; das berechnete Sicherheits- und Störfallverhalten wurde in zahlreichen Inbetriebnahme-Versuchen bestätigt. Außerdem ist das trotz der Durchführung von Reparaturarbeiten im Primärkreislauf niedrige Niveau der Gesamt-Personendosis hervorzuheben. Sie lag durchweg bei nur 5 Mann-mSv pro Monat, mit dem immer noch sehr niedrigen Wert von 35 Mann-mSv pro Monat als Spitzenbelastung zur Zeit der Reparaturarbeiten im Primärkreislauf unterhalb des Reaktorkerns Ende 1987. Damit ist das ausgezeichnete Spaltprodukt-Rückhaltevermögen der beschichteten Brennstoffteilchen erneut bestätigt.

Störfallverhalten

[13] K. Knizia und M. Simon: *Betriebserfahrungen mit dem THTR-300 und Zukunftsaussichten für Hochtemperaturreaktoren*, Atomwirtschaft August/September 1988, S. 435.

THTR-Stillegung 1989

Trotz dieser überzeugenden Ergebnisse mußte der THTR 1989 vom Betreiber stillgelegt werden, weil hinsichtlich der Finanzierung des weiteren Betriebes dieses nicht-kommerziellen Kraftwerks keine Einigung mit der Öffentlichen Hand zustande kam. Für die HTR-Baulinie war diese Entscheidung ohne Zweifel ein schwerer Rückschlag, auch wenn der THTR zum Zeitpunkt der Abschaltung seine Aufgaben als Prototyp-Kraftwerk weitgehend erfüllt und die Marktreife des Systems nachgewiesen hatte.

2.3.3.3 HTR-Projekte

Der HTR-500:

HTR-500

Parallel zur Errichtung des THTR ist in Deutschland mit Förderung durch die Öffentliche Hand an der Weiterentwicklung des Hochtemperaturreaktors zur Prozeßwärmedarbietung (PNP-Projekt) und zur Elektrizitätserzeugung gearbeitet worden. Als nächster Schritt in der HTR-Markteinführung nach dem THTR war ein HTR-Kraftwerk von 550 MWe elektrischer Leistung mit der Möglichkeit der Auskopplung von Prozeßdampf und Fernwärme vorgesehen. Diese als HTR-500 bezeichnete Anlage (siehe Abbildung 2.15) baute technisch soweit wie möglich auf dem THTR auf, allerdings mit einer

HTR-500 Druckbehälter

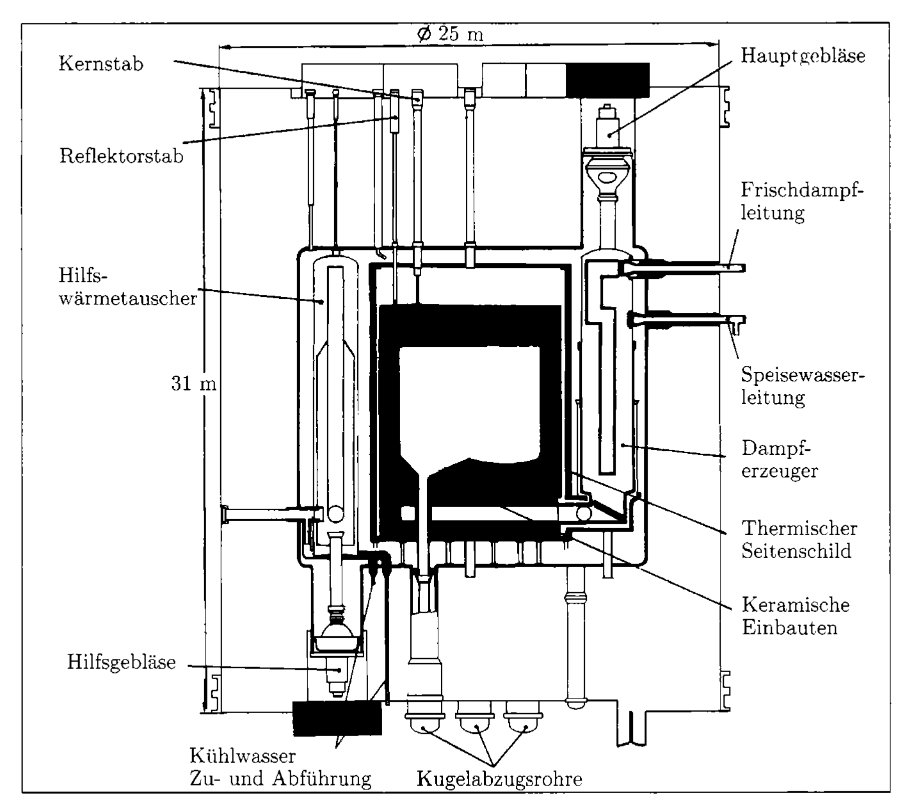


Abbildung 2.15: HTR-500-Reaktordruckbehälter mit Einbauten.

Reihe von Verbesserungen und Vereinfachungen durch konsequente Nutzung der HTR-spezifischen Sicherheitseigenschaften.

Als Brennstoff sollte niedrig angereichertes Uran verwendet werden. Durch Einführung einer Siliziumkarbidschicht in den Beschichtungen der Brennstoffpartikeln konnte, wie in Bestrahlungsversuchen nachgewiesen wurde, die Rückhaltung der Spaltprodukte weiter verbessert und auch für den Fall unterstellter hypothetischer Störfälle ein hohes Rückhaltevermögen erreicht werden. Für den HTR-500 war zwar ein Reaktorschutzgebäude vorgesehen; aber dieses benötigte wegen der geringen Kühlgasaktivität keine gasdichte Innenauskleidung, sondern sollte nur dem Schutz gegen Einwirkungen von außen dienen. Schließlich sollten die Brennelemente, anders als im AVR und THTR, nicht mehrfach umgewälzt, sondern bereits nach einem Durchlauf durch den Reaktorkern abgezogen werden, woraus eine Vereinfachung der Beschickungsanlage resultierte.

Vorsorge gegen hypothetische Ereignisse

Durch die konsequente Nutzung der HTR-spezifischen Sicherheitseigenschaften war beim HTR-500 auch ausreichend Vorsorge gegen hypothetische Ereignisse (Unfälle) getroffen, wie die von der Genehmigungsbehörde geforderten Untersuchungen ergeben haben. Die Vereinfachungen und Verbesserungen im Anlagenkonzept haben außerdem für den HTR-500 zur Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Kernkraftwerken geführt. Diese Angabe zur Wirtschaftlichkeit wurde von der Betreiberseite geprüft und bestätigt[14].

Der HTR-Modul-Reaktor:

HTR-Modul

Auf dem vorliegenden HTR-Know how aufbauend hat die Siemens/ Interatom-Gruppe 1979 mit der Entwicklung des HTR-Moduls begonnen,

[14] K. Knizia, D. Schwarz: VGB Kraftwerkstechnik, März 1985, S. 195.

Modul-HTR

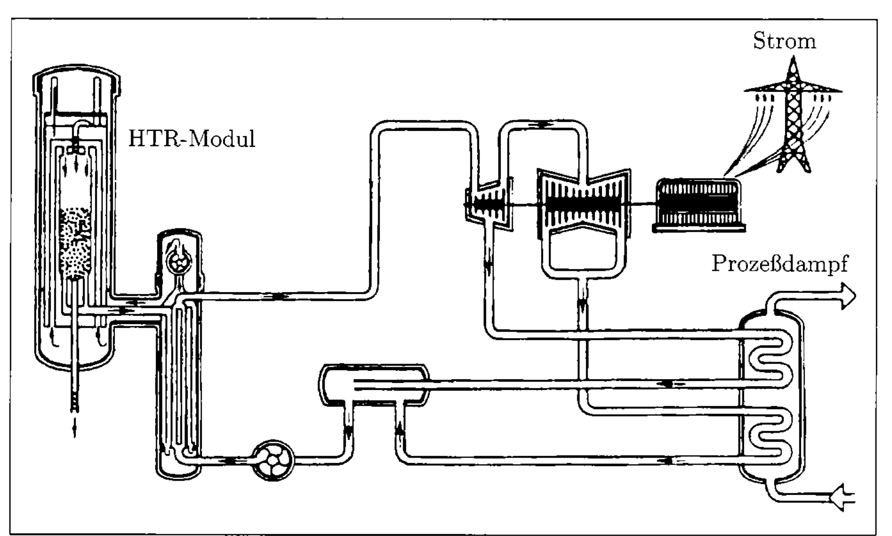


Abbildung 2.16: Kernkraftwerk mit HTR-Modul-Reaktor, Kreislaufschema für kombinierte Strom- und Prozeßdampferzeugung.

eines kleinen Kugelhaufenreaktors mit einer thermischen Leistung von 200 MWth. Kennzeichnend für den HTR-Modul sind zwei Gesichtspunkte. Erstens ist es die Möglichkeit der Zusammenschaltung mehrerer solcher standardisierten Reaktoreinheiten entsprechend den Bedürfnissen des Marktes entweder zu einem Kraftwerk für die kombinierte Prozeßdampf- und Stromproduktion sowie Fernwärmeerzeugung (vgl. Abbildung 2.16) oder zu einer Anlage für die Erzeugung von Prozeßwärme bis 950 °C. Zweitens ist ein besonderes Merkmal der HTR-Modul-Grundeinheit die Zwei-Behälter-Bauweise, d.h. die Anordnung von Reaktor und Wärmeübertragungseinheit in zwei getrennten Stahldruckbehältern. Durch drei verschiedene Möglichkeiten der Wärmeauskopplung mit Dampferzeuger, Röhrenspaltofen oder Helium-Helium-Zwischenwärmetauscher bietet sich eine breite Palette der Einsatzmöglichkeiten.

Die vom AVR Jülich abweichende Zuordnung von Kern und wärmeauskoppelnder Komponente gewährleistet gute Zugänglichkeit zu allen Komponenten. Bei der gewählten Anordnung und der geringen Leistungsgröße ermöglichen die HTR-Sicherheitseigenschaften eine passive Beherrschung auch hypothetischer Störfälle.

Die industrielle Basis für zukünftige Projekte:
1989 haben ABB und die Siemens AG die gemeinsame Tochtergesellschaft HTR GmbH gegründet, die die HTR-Aktivitäten beider Firmengruppen koordinieren und deren HTR-Interessen am Markt sowie gegenüber Dritten wahrnehmen sollte. Seither hat sich jedoch gezeigt, daß keines der als aussichtsreich verfolgten HTR-Projekte eine Chance hat, in absehbarer Zeit gebaut zu werden. Die deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben sich nach einer Anfangsphase nicht weiter an der Finanzierung der Planung des THTR-Nachfolgeprojektes, des HTR-500, beteiligt und erklärt, daß hierfür vorerst keine Aussichten auf Realisierung bestehen. Auch der 1988 vom Firmenkonsortium ABB/Siemens mit dem Staatskommittee für die Nutzung der Kernenergie in der damaligen UdSSR abgeschlossene Generalvertrag über die gemeinsame Planung und Errichtung eines HTR von 200 MWth thermischer Leistung in Dimitrowgrad ist nicht zur Ausführung gekommen.

derzeit keine HTR-Realisierung

Angesichts dieser Marktsituation blieb den Unternehmen ABB und Siemens keine andere Wahl, als ihre HTR-Aktivitäten weitgehend zu reduzieren. Beide Unternehmen haben jedoch erklärt, sie seien unverändert davon überzeugt, daß der Hochtemperaturreaktor wegen seiner vielseitigen Anwendungsmöglichkeiten längerfristig einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten kann. Veränderungen der Randbedingungen, wie z.B. eine Verknappung und Verteuerung fossiler Energieträger oder Auflagen wegen der CO_2-Problematik, könnten in Zukunft die Marktchancen des HTR positiv beeinflussen.

2.4 Schnelle Brutreaktoren

Bearbeitet von Heinz Vossebrecker,
Kurt Ebbinghaus und Alexander Stanculescu

2.4.1 Grundlagen der Schnellen Brutreaktoren

2.4.1.1 Brutprinzip und Energiepotential

Energieausbeute aus dem Uran

Schon unmittelbar nach dem zweiten Weltkrieg, als in den USA die ersten Schritte zur Erschließung der Kernspaltung für friedliche Zwecke unternommen wurden, suchte man nach Möglichkeiten, die Energieausbeute aus dem Uran zu steigern. Man schätzte damals die Uranvorkommen sehr niedrig, und da spaltbares Uran nur zu etwa 0,7 % im Natururan enthalten ist, erschien das Potential der neu entdeckten Energiequelle trotz der großen Energiedichte durch die Kernspaltung nicht sehr groß. Mit der frühen Entdeckung des in Kapitel 1.2.2 näher beschriebenen Brutprozesses wurde aber eine neue Dimension eröffnet: Das im Natururan zu 99,3 % vorhandene, aber nicht spaltbare Uran 238 kann durch Neutroneneinfang in spaltbares Plutonium umgewandelt werden. Gelingt es, einen Reaktor so auszulegen, daß er bei Betrieb mehr spaltbares Plutonium aus Uran »erbrütet« als er Spaltstoff verbraucht, würde aus dem Uran um etwa zwei Größenordnungen mehr Energie gewonnen werden können.

Für den Neutroneneinfang im Uran 238 geht indessen pro Spaltung ein Neutron verloren. Zur Aufrechterhaltung der Kettenreaktion muß deshalb eine hohe Neutronenfreisetzung pro Spaltung angestrebt werden. (siehe Tabelle 2.11) Man erkannte bald, daß die Zahl der Spaltneutronen mit der

Tabelle 2.11: Charakteristische Struktur der Neutronenbilanz Thermischer und Schneller Reaktoren

Neutronenbilanz von Reaktoren

Neutronen je Spaltung	Leichtwasser-Reaktoren		Schnelle Reaktoren	
Erzeugung		2,47		2,95
Nutzung				
zur Aufrechterhaltung der Kettenreaktion	1		1	
Verluste durch Absorption	0,71		0,47	
Leckage	0,06	1,77	0,06	1,53
Verbleiben zum Brüten		0,70		1,42

Energie des die Spaltung auslösenden Neutrons ansteigt. Man mußte deshalb mit *schnellen Neutronen* arbeiten, d.h. auf eine Moderation der Neutronen verzichten. Folglich schied Wasser als Kühlmittel aus, während das nur sehr schwach moderierende *Flüssigmetall Natrium* geeignet erschien; dies auch wegen seiner hervorragenden Kühleigenschaften. Damit waren die entscheidenden Merkmale, die auch heute den Schnellen Brüter charakterisieren, bereits fixiert. Die erstmalige Erzeugung von elektrischem Strom aus

Kernspaltung gelang mit dem EBR-I (*Experimental Breeder Reactor*), einem schnellen flüssigmetallgekühlten (Na-K)-Reaktor am 21. Dezember 1951 in Idaho, USA.

Energiepotential des Schnellen Brüters

Das Energiepotential des Schnellen Brüters stellt sich nach heutigem Kenntnisstand[15] wie folgt dar: Der Faktor, um den Schnelle Brüter mehr Energie aus dem Uran gewinnen können als Leichtwasserreaktoren, liegt je nach LWR-Strategie (Abbrand, Anzahl der Rezyklierungen) im Bereich von 60 bis 110. Die für LWR-Verwendung abbauwürdigen weltweiten Uranvorräte (Preiskategorie bis zu 130 $/kg Uran) betragen 6,4 Mio. t Uran. Diese Vorräte hätten in LWRs einen Heizwert von etwa 115 Mrd. t SKE, d.h. erheblich weniger als die geschätzten Ölreserven der Welt in Höhe von über 400 Mrd. t SKE. In Brütern dagegen entsprächen sie einem Heizwert von 6 900 Mrd. t SKE, d.h. etwa so viel wie die geschätzten Kohlevorräte der Welt. Diese Zahlen machen bereits deutlich, daß der Kernenergie ohne den Brüter nur eine verhältnismäßig kurze Lebensdauer beschieden wäre. Ohne den Brüter könnte sie zur Linderung der Treibhausproblematik auch nur einen eher marginalen Beitrag leisten.

Das Energiepotential des Brüters ist aber aufgrund folgender Gesichtspunkte noch weit größer:

- Aufgrund seiner hohen Uranausnutzung werden durch den Brüter auch geologische Uranvorkommen mit hohen (d.h. für den LWR unwirtschaftlichen) Gewinnungskosten attraktiv.

Uran aus Meerwasser

- Die Urangewinnung aus dem Meerwasser zur Nutzung in LWRs ist aufgrund der sehr geringen auf die Volumeneinheit Meerwasser bezogenen Energiedichte unwirtschaftlich. Bei Nutzung im Brüter steigt sie etwa um das Hundertfache, so daß dieses Potential mit dem Brüter wirtschaftlich erschließbar wird.

Thorium

- Das in der Natur häufig vorkommende Thorium kann im Schnellen Brüter (analog zur Umwandlung von Uran 238 in Plutonium) durch Umwandlung in das spaltbare Uran 233 für die Energieversorgung erschlossen werden.

Überdies haben Schnelle Brüter den Vorteil, daß sie keine Urananreicherungsanlagen und fast keinen Uranbergbau (mit seiner beträchtlichen Strahlenbelastung) benötigen. Allein die bereits aufgrund des Betriebs der heutigen Reaktoren der Welt gelagerte Menge an Abfalluran beträgt fast 1 Mio. t. Damit ließen sich 1 000 große Brüterkraftwerke mehrere Jahrhunderte lang betreiben.

praktisch unerschöpfliche Energiequelle

Somit bekommt die Kernenergie durch den Schnellen Brüter die Qualität einer praktisch unerschöpflichen Energiequelle. Die Brütertechnologie ist zu hoher technischer Reife entwickelt worden. Die Stromerzeugungskosten liegen heute zwar noch geringfügig über denen des LWR, aber Entwicklungspotentiale zur weiteren Kostensenkung sind vorhanden. Somit kann festgestellt werden, daß es mit dem Brüter langfristig und weltweit gesehen prinzipiell keinen Mangel an Energie zu bezahlbaren Preisen gibt.

---

[15] *Perspektiven der Brütertechnik*, im Auftrag des BMFT erstellte Studie des Kernforschungszentrums Karlsruhe, April 1992.

2.4.1.2 Kern und Kühlmittel

Abbildung 2.17 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines Schnellen Brutreaktors. Der eigentliche Kern – *die Spaltzone* – besteht aus Plutonium, vermischt mit Natururan oder abgereichertem Uran. Diese Zone ist von einem aus abgereichertem Uran bestehenden Brutmantel – *der Brutzone* – umgeben. Die

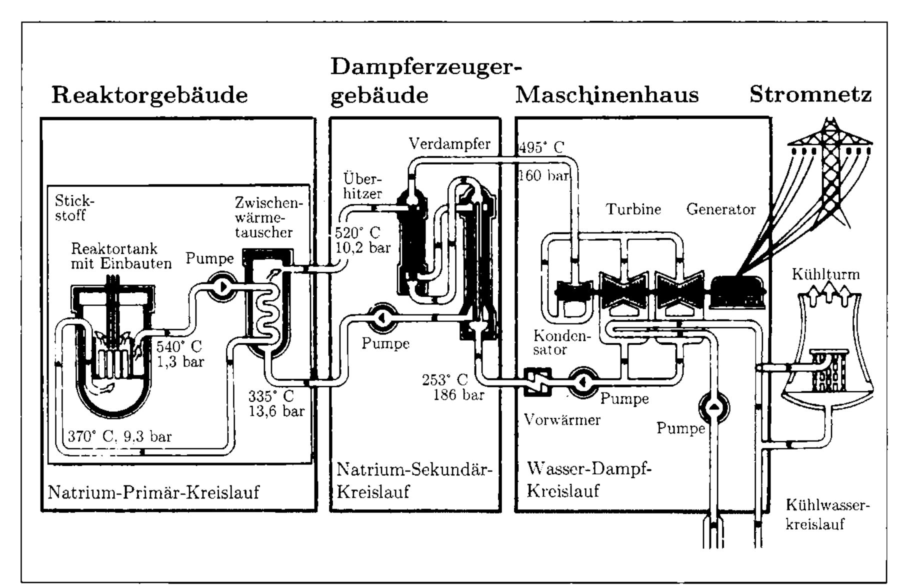


Abbildung 2.17: Prinzipieller Aufbau eines Schnellbrüter-Kernkraftwerkes.

Prinzip eines Schnellen Brüters

aus der Spaltzone in die Brutzone dringenden Neutronen führen zur Umwandlung von Uran 238 in Plutonium. Dieser Brutvorgang findet auch in der Spaltzone selbst statt. Zunächst entsteht Plutonium 239. Mit längerer Bestrahlung werden auch die Plutoniumisotope 240, 241, 242 und 238 aufgebaut. Die ungradzahligen Isotope des Plutoniums sind Spaltstoffe mit ähnlichen Spalteigenschaften wie Uran 235.

Das Kühlmittel muß hinreichend effizient sein und darf Neutronen weder nennenswert absorbieren noch abbremsen (moderieren). Zugleich soll es eine hohe Systemtemperatur (ca. 550 °C Austrittstemperatur) erlauben, um einen entsprechend hohen Anlagenwirkungsgrad zu erzielen. Diese Anforderungen werden von flüssigem Natrium erfüllt. Natrium schmilzt bei 98 °C und siedet bei ca. 900 °C. Es ist also im Reaktorbetrieb weit vom Verdampfungspunkt entfernt und steht deshalb *nicht unter Druck.* Beides ist sicherheitstechnisch sehr vorteilhaft. Wegen des geringen Innendrucks können natriumgekühlte Reaktoren so ausgelegt werden, daß Kühlmittelverluststörfälle gänzlich ausgeschlossen sind. Hinzu kommen die guten Naturumlaufeigenschaften des Natriums, die eine passive Auslegung der Nachwärmeabfuhrsysteme erlauben. Dem stehen Eigenschaften gegenüber, die wesentliche Schutzmaßnahmen bei der Reaktorauslegung erfordern: Natrium brennt an der Luft und reagiert stark exotherm mit Wasser. Auch bei

Ausschluß von Kühlmittel-verluststörfällen

gute Naturumlauf-eigenschaften

Berührung mit Beton kann es zu exothermen Reaktionen kommen. Weiterhin wird Natrium durch Neutronenbestrahlung aktiviert. Die daraus resultierenden erforderlichen Schutzmaßnahmen sind:

— Das den Reaktorkern durchströmende aktive Natrium überträgt seine Wärme nicht unmittelbar auf den Wasser-Dampf-Kreislauf, sondern auf einen nicht aktiven Zwischenkreislauf. Man hat also zwei hintereinandergeschaltete Natriumkreisläufe: Den aktiven *Primärkreislauf*, der die Wärme vom Kern an einen Zwischenwärmetauscher überträgt und den nicht aktiven *Sekundärkreislauf*, der die Wärme von dort an den Wasser-Dampf-Kreislauf überträgt. So ist sichergestellt, daß bei möglichen Leckagen in den Natrium/Wasser-Wärmetauschern keine Radioaktivität in die Umgebung freigesetzt werd kann.

Inertisierung

— Alle Räume, die den Reaktortank und den Primärkreislauf umschließen, stehen unter Inertgasatmosphäre (Stickstoff), so daß Brände nach Leckagen ausgeschlossen sind.

— Alle den Primärkreislauf umschließenden Räume werden mit massiven Betonwänden gegen die Gamma-Strahlung des Primärnatriums abgeschirmt.

— Die Betonwände in diesen Räumen müssen durch geeignete Auskleidung (z.B. Stahlblech) gegen Natrium/Beton-Reaktionen geschützt werden.

chemische Reaktionsfreudigkeit des Natriums

Die chemische Reaktionsfreudigkeit des Natriums hat Anlaß gegeben, auch andere Kühlmittel in Betracht zu ziehen. Dampf- und Heliumkühlung wurden bis Ende der 70er Jahre intensiv untersucht und u.a. auch aus Sicherheitsgründen aufgegeben. Von russischer Seite wird neuerdings flüssiges Blei als Alternative vorgeschlagen.

Für die Gestaltung des Primärkreislaufs gibt es zwei verschiedene Bauweisen. Beim sog. *Loop-Typ* befinden sich Pumpe und Zwischenwärmetauscher außerhalb des Reaktortanks. Prominente Vertreter dieser Bauweise sind der SNR-300 in Kalkar und der MONJU in Japan. Beim *Pool-Typ* (z.B. Phénix und Superphénix in Frankreich) sind dagegen Pumpe und Zwischenwärmetauscher innerhalb des Reaktortanks angeordnet, der entsprechend geräumig dimensioniert ist.

Die *Natriumtechnologie* hat nach jahrzehntelangen internationalen Anstrengungen einen ausgereiften Stand erreicht. Noch in den letzten Jahren wurden wichtige technische Fortschritte gemacht. Unter-Natrium-Sichtgeräte wurden entwickelt, und Versuche im großen Maßstab haben die Zuverlässigkeit der Naturumlaufkühlung mit Natrium demonstriert.

Leistungsdichte von Schnellen Brütern

Aus wirtschaftlichen Gründen ist die *Leistungsdichte* im Kern eines Schnellen Brüters verhältnismäßig hoch. Sie liegt mit etwa 300 MW/m3 rund um den Faktor drei über der eines modernen DWR. Wegen der guten Kühleigenschaften des Natriums – sie sind etwa um den Faktor 100 besser als die von Wasser – ist dies jedoch unproblematisch. Dies mag auch deutlich werden aus der Tatsache, daß manche Forschungsreaktoren eine noch viermal höhere Leistungsdichte haben als Schnelle Brüter und dennoch sogar problemlos mit Wasser gekühlt werden können.

2.4.1.3 Entsorgungsaspekte

Aufgrund des höheren Wirkungsgrades, der höheren Spaltausbeute und anderer nuklearer Eigenschaften ist die in einem Schnellen Reaktor auf die erzeugte Energie bezogene Menge radioaktiven Abfalls a priori etwa um 30 % kleiner als in einem LWR.

Ein Schneller Natriumgekühlter Reaktor kann als *Plutoniumerzeuger* ebenso eingesetzt werden wie als *Plutoniumverbraucher*. Sein Potential als Plutoniumverbraucher ist aus folgendem Gesichtspunkt attraktiv: Beim Betrieb von LWRs entstehen etwa 275 kg Plutonium pro GWa. In der Europäischen Union fallen somit jährlich etwa 20 t Plutonium an. Dieses Plutonium kann in LWRs heutiger Bauart durch Rezyklieren nur in begrenzten Umfang verbrannt werden, während es im Schnellen Reaktor unbegrenzt rezykliert und abgebrannt werden kann. Ohne den Schnellen Reaktor müßte langfristig die Endlagerung sehr großer Plutoniummengen in Kauf genommen werden.

Schneller Brüter als Plutoniumvernichter

Die langfristige Radiotoxizität (d.h. nach mehr als rund 100 Jahren Abklingzeit) im nuklearen Endlager wird – zunächst unabhängig von der Reaktorstrategie – von den sogenannten »Minor Actinides«[16] bestimmt. In einem geschlossenen Brennstoffkreislauf mit Schnellen Reaktoren können diese hochgradig radiotoxischen Aktiniden nach Abtrennung wieder in den Reaktor zurückgeführt und durch weitere Bestrahlung in kurzlebige Nuklide transmutiert werden, ohne daß dadurch die Neutronenökonomie nennenswert beeinträchtigt wird. Der nukleare Abfall aus einem so betriebenen geschlossenen Brüter-Brennstoffkreislauf ist langfristig um etwa zwei Zehnerpotenzen weniger radiotoxisch als der aus LWRs.

Aber auch die in LWRs anfallenden »Minor Actinides« könnten in Schnellen Reaktoren transmutiert werden. In einem gemischten Nuklearpark aus 70 % LWRs und 30 % Schnellen Reaktoren könnten die Schnellen Reaktoren alle anfallenden Aktiniden aufnehmen und abbrennen, so daß das Endlager praktisch davon frei gehalten werden kann.

2.4.2 Brüter-Entwicklung, national und international

In Deutschland wurden Forschung an und Entwicklung von Schnellen Brutreaktoren vom Kernforschungszentrum Karlsruhe unter starker Einschaltung der Industrie von 1960 bis 1993 betrieben und koordiniert. Die erste Entwicklungsphase war durch die Versuchsanlagen SNEAK (Schnelle Nullenergie-Anordnung Karlsruhe), STARK (Schnell-Thermischer Argonaut-Reaktor) und SUAK (Schnelle Unterkritische Anordnung Karlsruhe) gekennzeichnet. Diesen Anlagen folgte der von der Interatom GmbH errichtete 20 MWe-Reaktor KNK (Kompakte Natriumgekühlte Kernenergieanlage Karlsruhe). Die KNK wurde zunächst im Jahr 1971 mit einem thermischen Kern kritisch und dann von 1977 bis 1991 mit einem schnellen Kern betrieben. Neben dem Gewinn an Betriebserfahrung mit einem

KNK

[16] Minore Aktiniden, d.h. als Spaltstoff geringwertige Isotope mit hohen Ordnungszahlen. Es handelt sich im wesentlichen um Americium und Neptunium.

Schnellem Natriumgekühlten Reaktor hat die KNK in dieser Zeit vor allem in hervorragender Weise als Testbett für die Brennelemententwicklung gedient.

SNR-300

Im Frühjahr 1973 wurde in Kalkar am Niederrhein der Bau des Brüter-Prototyps SNR-300 (Schneller Natriumgekühlter Reaktor), ein gemeinsames Projekt der Bundesrepublik mit Belgien und den Niederlanden, begonnen (siehe Kapitel 2.4.3. Dem Bau des SNR-300 folgte die Planung eines Großbrüterprojektes (SNR-2) durch die Interatom GmbH. Die weiteren deutschen Planungs- und Entwicklungsarbeiten wurden in das EFR-Projekt eingebunden (siehe Kapitel 2.4.4).

EFR-Projekt

Das Bundesministerium für Forschung und Technologie hat im Jahr 1993 die Förderung des Schnellen Brüters eingestellt. Zuvor hatte es Bemühungen gegeben, die Elektrizitätsversorgungsunternehmen an der Brüterentwicklung zu beteiligen. Sie scheiterten, weil angesichts eines fehlenden energiepolitischen Konsenses unter den »staatstragenden« Parteien z.Z. keine Realisierungschance für eine neues Brüterprojekt in Sicht ist.

Die USA hatten bis Mitte der 80er Jahre das am breitesten angelegte Brüter-Entwicklungsprogramm. Es begann bereits in den 40er Jahren. Im Jahr 1951 erzeugte der EBR-I (Experimental Breeder Reactor) in Idaho den ersten Kernenergiestrom überhaupt. Die Anlage wurde bis 1963 betrieben. Im Jahr 1965 wurden der EBR-II (20 MWe) und der Sicherheitsforschungsreaktor SEFOR (Southwest Experimental Fast Oxide Reactor) in Betrieb genommen. Der Reaktor FFTF (Fast Flux Test Facility, 400 MWth) nahm im Jahr 1979 seinen Betrieb auf. Er diente überwiegend zur Brennelementerprobung. Der mit Mitteln der Elektrizitätserzeuger errichtete 66 MWe Versuchsreaktor EFFBR (Enrico Fermi Fast Breeder Reactor) in Michigan mußte im Jahr 1966 nach wenigen Monaten Betrieb infolge eines Störfalls, bei dem zwei Brennelemente teilweise geschmolzen waren, außer Betrieb genommen werden. Er ging nach mehrjähriger Reparatur im Jahr 1970 wieder in Betrieb, wurde bald darauf aber stillgelegt, da er für das inzwischen weit fortgeschrittene amerikanische Schnellbrüterprogramm keine Bedeutung mehr hatte.

FFTF

Anfang der 70er Jahre begannen die Arbeiten an einem Versuchskraftwerk der 300 MWe Klasse. Der Standort in Tennessee gab dem Projekt den Namen: Clinch River Breeder Reactor Plant (CRBRP). Eine Serie von Organisations- und Finanzierungsproblemen führte schließlich im Jahr 1983 zum Abbruch des Projektes. Eine Rolle spielte dabei aber auch die im Vergleich zu Europa ungleich günstigere Energieversorgungslage der USA: Kohle, Öl, Erdgas, Uran und Wasserkraft sind reichlich vorhanden; die amerikanischen Energieversorgungsunternehmen versorgen sich mit heimischer Kohle zu Preisen, die weniger als die Hälfte der Preise ausmachen, die deutsche Energieversorger für heimische Steinkohle zahlen müssen.

CRBRP

Seit Mitte der 80er Jahre sind die Entwicklungsarbeiten in den USA deutlich verringert worden. Der Schwerpunkt der Entwicklung wurde auf modularisierte Systeme verlegt. General Electric entwickelte den ALMR (Advanced Liquid Metal Reactor) mit metallischem U-Pu-Zr-Brennstoff.

ALMR

Dazu ist ein pyrometallurgisches Wiederaufarbeitungsverfahren in der Entwicklung. Der ALMR zeichnet sich durch ein besonders hohes Maß an inhärenter Sicherheit aus. Gleichwohl sind die Entwicklungsarbeiten zum Brüter in den USA praktisch zum Erliegen gekommen. Wie die Umweltkonferenz in Rio im Jahr 1992 deutlich machte, ist die Bereitschaft der USA, die CO_2-Problematik als ernste Herausforderung zu akzeptieren, noch wenig entwickelt. Dies mag das heutige geringe Interesse der USA am Brüter mit bestimmen.

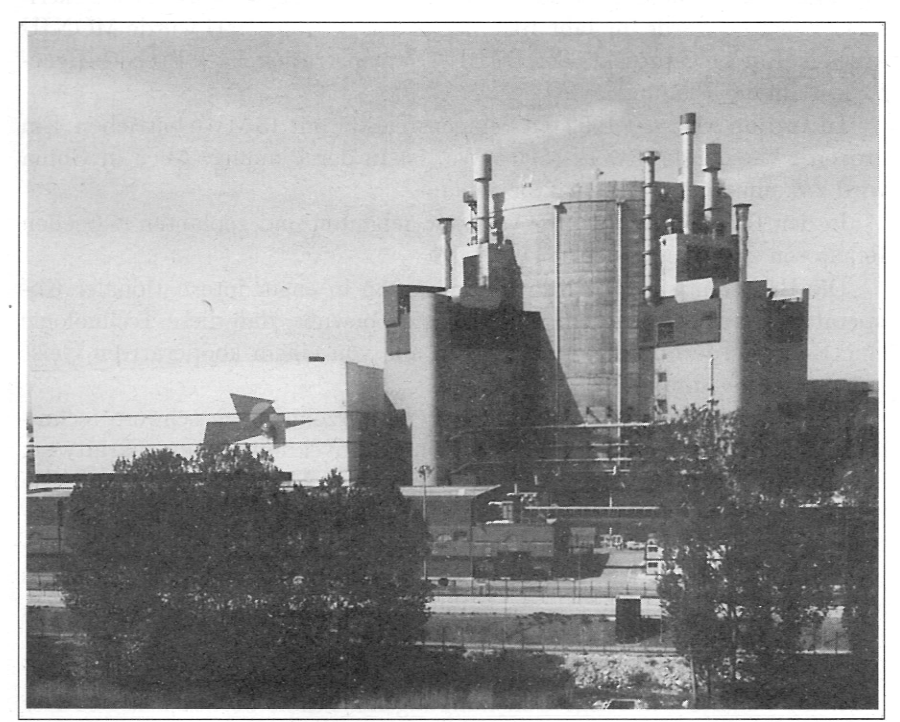
PFR

In Großbritannien wurde der 250 MWe Prototypreaktor (PFR) Im Jahr 1975 fertiggestellt. Dampferzeugerschäden traten mehrfach im Betrieb auf. Er wurde im Jahr 1993 stillgelegt. Planungsarbeiten für ein 1 300 MWe- Demonstrationskraftwerk wurden seit Mitte der 80er Jahre durchgeführt. Weitergehende Arbeiten wurden in das EFR-Projekt eingebunden (siehe Kapitel 2.4.4).

Phénix

Superphénix

In Frankreich konnte der im Jahr 1969 begonnene Bau des 250 MWe Reaktors Phénix schnell vollendet werden. Er ging im Jahr 1973 in Betrieb. Mit dem Bau des 1 240 MWe-Demonstrationskraftwerks Superphénix (SPX) wurde im Jahr 1977 bei Creys-Malville an der Rhône oberhalb von Lyon begonnen. Die Anlage ging im Jahr 1985 in Betrieb und mußte in der Folge zahlreiche Betriebsunterbrechungen hinnehmen. (u.a. Leck im Na-Lager, Verunreinigung des Primärnatriums durch Lufteinbruch). Die Anlage



Superphénix

Abbildung 2.18: Der Superphénix (SPX) bei Lyon in Frankreich.
Photo: EdF.

wurde Mitte 1990 abgeschaltet, um Nachrüstungen (vornehmlich hinsichtlich neuerer Erkenntnisse zur Natriumbrandbeherrschung) vorzunehmen. Es mußte ein neues Genehmigungsverfahren eingeleitet werden. Dieses wurde inzwischen erfolgreich abgeschlossen. Der SPX ist seit Mitte 1994 wieder in Betrieb. Eine wesentliche Aufgabe des künftigen Betriebes soll die Erforschung der Plutoniumverbrennung und Transmutation von Aktiniden sein. Die weitergehenden französischen Arbeiten zum Brüter sind in das EFR-Projekt (siehe Kapitel 2.4.4) eingebunden.

BN-350

Die damalige UdSSR bzw. heutige GUS hat das 350 MWe-Demonstrationskraftwerk BN-350 im Sommer 1973 in Betrieb genommen. Dieser Reaktor ist zur Strom- und Trinkwassererzeugung in Kasachstan am Kaspischen Meer eingesetzt. Abgesehen von Dampferzeugerschäden mit ausgedehnten Natrium/Wasser-Reaktionen kurz nach der Inbetriebnahme hat diese Anlage eine gute Verfügbarkeit aufzuweisen. Ein 600 MWe-Projekt, der BN-600, ging im Jahr 1980 in Betrieb.

MONJU

In Japan zeichnet sich das Schnellbrüter-Entwicklungsprogramm durch konsequente Stetigkeit in kleinen Schritten aus. Der Versuchsreaktor JOJO, der im Jahr 1978 eine thermische Leistung von 50 MWth erreichte, wurde stufenweise auf 100 MWth ausgebaut. Parallel dazu führt man mit zunehmender Intensität Arbeiten zur Brennstoffherstellung und zur Wiederaufarbeitung von Schnellbrüter-Brennstoff durch. Der Bau des mit dem SNR-300 in Kalkar vergleichbaren Versuchskraftwerks MONJU mit 280 MWe elektrischer Leistung wurde im Jahr 1986 begonnen. Im Jahr 1994 wurde MONJU kritisch. Ein Folgeprojekt, der DFBR (Demonstration Fast Breeder Reactor), ist in der Planung.

In Indien wird seit 1992 ein Versuchsreaktor mit 15 MWe betrieben. Ein größeres Versuchskraftwerk (500 MWe) ist in der Planung. Auch in China wird z.Z. ein kleiner Brutreaktor geplant.

In der Tabelle 2.12 sind die weltweit gebauten und geplanten Schnellen Reaktoren zusammengestellt.

Die Brüterentwicklung ist von Anfang an in enger internationaler Kooperation betrieben worden. Man war sich bewußt, daß diese Technologie eine Herausforderung darstellt, bei der alle von einem kooperativen Geist nur profitieren konnten.

Störfälle mit Natrium

Es ist einzuräumen, daß es im letzten Jahrzehnt auch schwere technische Rückschläge gegeben hat: In einem natriumgekühlten Sonnenkraftwerk in Almeria in Spanien trat nach einem Leck ein Natriumbrand auf. Die unerwartet hohen Auswirkungen konnten zum Teil auf den nicht reaktortypischen hohen Druck in diesem System zurückgeführt werden. Gleichwohl mußten höhere Brandbelastungen auch für Reaktoranlagen daraus abgeleitet werden. Dampferzeugerprobleme und Reaktivitätsstörungen im Phénix-Reaktor kamen hinzu. Die Bewältigung dieser Probleme erfordert enorme Anstrengungen. Man muß bei der Bewertung dieser Probleme aber die heute äußerst schwierige Genehmigungslandschaft berücksichtigen. Der LWR konnte seine Anfangsprobleme in einem wesentlich freundlicheren Umfeld meistern.

Tabelle 2.12: Brutreaktoren: Versuchsanlagen und Kraftwerke

Reaktor	Land	Betriebs-beginn/-ende	Thermische Leistung MWth	Elektrische Leistung[a] MWe	Bauart P(Pool) L(Loop)
Versuchsreaktoren					
Clementine	USA	1946/1952	0,028	–	Hg-System
EBR-I	USA	1951/1963	1,2	0,2	P
BR-2	GUS	1956/1958	0,1	–	Hg-System
BR-5	GUS	1958/1971	5	–	L
DFR	Großbritannien	1959/1977	60	14	L
EBR-II	USA	1964	62,5	20	P
Rapsodie	Frankreich	1967/1982	20[b]	–	L
BOR-60	GUS	1969	69	12	L
SEFOR	USA	1969/1972	20	–	L
BR-10	GUS	1973	10	–	L
KNK-II	Deutschland	1977/1990	58	20	L
JOYO	Japan	1978	100	–	L
FFTF	USA	1980	400	–	L
FBTR	Indien	1985	42,5	12,5	L
Kraftwerke					
Enrico Fermi	USA	1963/1971	200	66	L
BN-350	GUS	1973	1 000	150[c]	L
Phénix	Frankreich	1973	563	250	P
PFR	Großbritannien	1974	600	250	P
BN-600	GUS	1980	1 470	600	P
SNR-300	DeBeNe[d]	1986/1991[e]	760	327	L
Superphénix	Frankreich	1985	3 000	1 240	P
MONJU	Japan	1994	714	280	L

[a] Keine Angabe zur elektrischen Leistung heißt: kein Dampferzeuger und keine Turbine, sondern Wärmeabgabe an die Umgebungsluft.
[b] ab 1970 40 MWth.
[c] Neben der Elektrizitätserzeugung wird der BN-350 zur Entsalzung von Wasser aus dem Kaspischen Meer genutzt (120 000 t/d entsalztes Wasser).
[d] DeBeNe = Deutschland, Belgien, Niederlande.
[e] Projektaufgabe.

Schnelle Brüter weltweit

Die Erfahrungen von ca. 50 Jahren Forschungs- und Entwicklungsarbeit in enger internationaler Kooperation und über 300 Reaktorbetriebsjahren mit Brutreaktoren lassen sich danach wie folgt zusammenfassen:

Die dem Schnellen Brüter in einer Kernenergiewirtschaft zugewiesene Aufgabe, nämlich eine um Größenordnungen verbesserte Ausnutzung des Primärenergieträgers Uran herbeizuführen, ist wissenschaftlich abgesichert. Auch über die technische Realisierbarkeit des Brüters besteht kein Zweifel. Die Stromerzeugungskosten von Brütern liegen nur geringfügig über denen von Leichtwasserreaktoren. Die wesentlichen Sicherheitsfragen sind gelöst. Der Schnelle Brüter ist bezüglich technischer Reife und Wirtschaftlichkeit den anderen Optionen für eine langfristige und klimaschonende Energieversorgung (Sonnenenergie und Kernfusion) weit überlegen. Tiefgreifende technische Innovationen, die dieses Bild verändern könnten, sind z.Z. nicht in Sicht.

technische Reife und Wirtschaftlichkeit

2.4.3 Der SNR-300 in Kalkar

2.4.3.1 Planung und Errichtung

Obwohl der SNR-300 nicht in Betrieb genommen wurde, erscheint eine Darstellung seines Schicksals hier angebracht, da es unter vielen Gesichtspunkten Anlaß gibt, über die schwindende Fähigkeit Deutschlands zur Entwicklung bedeutender, zukunftsorientierter Technologien beizutragen, nachzudenken[17].

SNR-300 ein internationales Projekt

Der SNR-300 war von Anfang an als internationales Projekt angelegt, praktisch seit 1966. Es handelte sich um eine Dreiländerkooperation zwischen Deutschland, Belgien und den Niederlanden, sowohl auf der Hersteller- und Betreiberseite als auch auf der Forschungs- und Entwicklungsseite. Die auf die Partner entfallenden Anteile betrugen 70 % und zweimal 15 %. Die besonderen Ereignisse in der Zeit bis zum Baubeginn sind in Tabelle 2.13 angegeben.

[17] Eine umfassende Schilderung findet man in: W. Marth: *Der Schnelle Brüter SNR-300 im Auf und Ab seiner Geschichte*, KfK-Bericht 4666, März 1992.

Ereignisse während SNR-300 Planung

Tabelle 2.13: Besondere Ereignisse während der Planung des SNR-300

Zeitpunkt		Ereignis
1966	9. Nov.	Festlegung der Essentials für die Zustimmung zur Fortführung des SNR-300-Projekts durch das damals zuständige Bundesministerium für wissenschaftliche Forschung (BMwF).
1968	Januar	Formalisierung konsortialer Beziehungen auf der Herstellerseite zwischen Siemens/Interatom (Deutschland), Belgonucléaire (Belgien) und Neratoom (Niederlande).
1969	Dezember	Erstvorlage eines Sicherheitsberichts.
1970	6.3./23.10.	Antrag auf Genehmigung von Errichtung und Betrieb des SNR-300 durch die Projektgesellschaft Schneller Brüter (PSB).
	Mai	} Überarbeiteter Sicherheitsbericht.
1971	Dezember	
	14. Juli	Memorandum of Understanding zwischen den Herstellern.
1972	Januar	Gründung der EVU-Gruppierung Schnell-Brüter-Kernkraftwerksgesellschaft mbH (SBK), dem Nachfolger der PSB.
	20. März	Erörterungstermin in Kleve.
	Mai	Vorläufiges Sicherheitsgutachten.
	Juni	Positives Votum der Reaktorsicherheitskommission (RSK).
	Sommer	Angebotsabgabe an SBK.
	12. Oktober	Gründung der Intemationalen Natrium-Brutreaktor-Bau GmbH (INB), dem Nachfolger des Herstellerkonsortiums.
	10. November	Kraftwerksauftrag unterzeichnet durch SBK und INB.
	23. November	Bewilligungsbescheid mit der Zusage von öffentlichen Mitteln als Beitrag zu den Gesamtkosten durch das damals zuständige Bundesministerium für Bildung und Wissenschaft (BMBW).
	18. Dezember	Erteilung der Konzept- und ersten Teilgenehmigung.
1973	24. März	Baubeginn.

Mit dem Bau des SNR-300 wurde im April 1973 begonnen. Betriebsbeginn sollte nach damaliger Planung 1978/79 sein. (Daß dies bei gesunden Rahmenbedingungen keine ganz unrealistischen Vorstellungen waren, zeigen z.B. die relativ kurzen Bauzeiten von Phénix und MONJU.) Der SNR-300 sollte nach dem KNK einen Zwischenschritt darstellen auf dem Wege zu konkurrenzfähigen Brüterkraftwerken von 1 000 bis 1 500 MW elektrische Leistung.

Die erste atomrechtliche Genehmigung, die für den Baubeginn erforderlich war, wurde im Dezember 1972 nach einer zweijährigen Begutachtungsphase erteilt. Basierend auf 16 weiteren Genehmigungsschritten, die sich über insgesamt 13 Jahre verteilten (die letzte wurde im Oktober 1985 erteilt), wurden die Errichtung der Anlage und die vornukleare Inbetriebsetzung 1986/1987 abgeschlossen. Tabelle 2.14 zeigt die einzelnen Genehmigungsschritte mit den wichtigsten Inhalten.

Tabelle 2.14: Übersicht über wichtige Genehmigungsschritte beim SNR-300

Zeitpunkt	Wesentliche genehmigte Bau- und Montageschritte
Dezember 1972	Eignung des Standortes, Auslegungskonzept, Reaktorgebäude bis +/-0 m, Bodenblech der Stahlblechhülle.
Mai 1974	Reaktorgebäude, Stahlauskleidung inneres Reaktorgebäude, restliche Stahlblechhülle, Dampferzeugergebäude D2, Nebenanlagengebäude, erste Na-Behälter.
August 1975	Dampferzeugergebäude DO und D4, Betriebs- und Schaltanlagengebäude, Kühlwasserentnahme- und Rückgabebauwerk, Nebenkühlwassersystem, weitere Na-Behälter, Cavities, Bodenwannen, Kräne.
April 1976	Tauch- und Notkühlsystemkamin, Reinigungs- und Pumpenbauwerk.
Dezember 1977	Biologischer Schild, Gebäude der Redundanten Dieselluftansaugung.
Dezember 1978	N_2-Inertisierungssysteme, Brennelementlagerungs- und Handhabungseinrichtungen (teilweise) inkl. Instrumentierung und Regelung, Starkstromtechnische und andere elektrische Einrichtungen, Schaltwarte, Reaktorzellenabdeckung.
Juni 1980	Natriumnebenanlagen, Ar-Schutzgassysteme, Ar- und N_2-Versorgungs- und Verteilungssysteme, weitere Brennelementlager- und Handhabungseinrichtungen, Kühlwasserreinigungssysteme, Abfallbehandlungs- und Dekontaminationseinrichtungen, Kommunikationseinrichtungen, Datenverarbeitungssystem, Reaktorzelleneinbauten, Notsteuerstelle, Leittechnikeinrichtungen, Brandmeldeanlagen, Seismische Instrumentierung.
Oktober 1981	Verschiedene Lüftungssysteme, Bodenkühleinrichtung, Neben- und Kühlwassersystem, Stellstäbe, Rauchmeldeanlage.
April 1982	Änderung der Stahlblechhülle, verschiedene Wassersysteme.
Juli 1982	Brunnengebäude, Lüftungssystem Reaktorgebäude, Strahlenschutzinstrumentierung.
September 1982	Reventingsystem, Notstromversorgungssystem, Reaktortank mit Einbauten, Drehdeckel, Primär- und Sekundärwärmeübertragungssysteme, Reaktorschutzsystem, Bethe-Tait-Komplex.

Genehmigungsschritte beim SNR-300

Das deutsche Genehmigungsverfahren sieht gewöhnlich ein stufenweises Vorgehen vor. Das bedeutet, daß die erste Stufe, die bereits erwähnt wurde, neben den errichtungsrelevanten Sachverhalten eine übergeordnete Zustimmung zum Sicherheitskonzept der Gesamtanlage im Hinblick auf die komplette Errichtung, die Betriebsetzung und den Betrieb, das sogenannte *Vorläufige Positive Gesamturteil* enthalten muß. Dieses »Vorläufige Positive Gesamturteil« muß bei jedem einzelnen weiteren Genehmigungsschritt überprüft werden. Ohne Wiederholung des positiven Gesamturteils kann es keine Teilgenehmigung geben. Allerdings werden der Ermessensspielraum der Behörde mit jeder Teilgenehmigung weiter eingeengt und die Bindungswirkung des »Vorläufigen Positiven Gesamturteils« verstärkt. Dieses wesentliche Verfahrenselement wurde später im Rahmen einer ausstiegsorientierten Genehmigungsabwicklung mißachtet.

ausstiegsorientierte Genehmigungsabwicklung

Bevor über den weiteren Bauablauf berichtet wird, sei kurz auf die Kostenentwicklung eingegangen: Die ursprüngliche Kostenschätzung vom November 1972 über 1,535 Mrd. DM enthielt bereits eine Reserve für eine Kosteneskalation in Höhe von 248 Mio. DM. Dieser Preis wurde damals im Vergleich zu ähnlichen Projekten als hoch angesehen. Im Laufe der Jahre ergaben sich bei verschiedenen Preisüberprüfungen immer wieder erhebliche Steigerungen, die im wesentlichen darauf zurückzuführen waren, daß technische Anpassungen aufgrund höherer Genehmigungsanforderungen durchgeführt werden mußten. Die Gutachter bewegten sich auf unsicherem Boden, weil es für ein Schnellbrüter-Prototypkraftwerk kein etabliertes Regelwerk gab. In einem zunehmend kernenergiefeindlichen öffentlichen Klima tendierten sie immer mehr zu erhöhten Forderungen. Es führten aber auch Fehlschätzungen des wirklichen Aufwands zu nennenswerten Verzügen, die wiederum sowohl verzugsbedingte Mehrkosten als auch Mehrkosten für Engineering und Hardware verursachten.

Kosteneskalation

Im Jahr 1982, also knapp 10 Jahre nach Baubeginn hatten sich die Kosten verdreifacht, und der Gesamtverzug betrug bereits 7,5 Jahre. Eine zu diesem Zeitpunkt durchgeführte Analyse durch eine vom BMFT eingesetzte Beratungsfirma zeigte auf, daß die Mehrkosten zu 50 % auf technische Mehrleistungen und zu 50 % reine Verzugskosten waren. Trotzdem wurde das Projekt aufgrund der im Jahr 1982 erteilten gewichtigsten Teilgenehmigung und nach gründlicher Überprüfung vertraglich auf eine neue Basis gestellt. Bei der Einstellung des Projektes hatten sich die Kosten schließlich verfünffacht. Diese Kosteneskalation trug zweifellos zur schwindenden politischen Unterstützung bei.

Zurück zum Bauablauf: Die Errichtung der Gebäude und Systeme zog sich von April 1973 bis Mitte 1985 hin. Sie war bereits stark von den o.g. Genehmigungsproblemen überschattet. Entscheidend hierfür war die Sicherheitsbewertung des *Hypothetischen Kernzerstörungsunfalles* (Bethe-Tait-Störfall), der die auslegungsbestimmenden Belastungen für das Containmentsystem bestimmte. Dieser Komplex wurde nach einer äußerst umfangreichen Begutachtung mit der im September 1982 erteilten Teilgenehmigung positiv beschieden.

Bethe-Tait-Störfall

Nach Abschluß der Bauarbeiten konnten die Errichtungsarbeiten für die Komponenten und Systeme erst sehr spät begonnen werden, und das auch nur in relativ kleinen Schritten von Ende 1978 bis Ende 1982.

Besondere Schwierigkeiten erwuchsen aus der nach dem deutschen Genehmigungsrecht geforderten dynamischen Anpassung an den sich weiterentwickelnden Stand von Wissenschaft und Technik. Dies war insbesondere aus der Sicht der ausländischen Partner eine schwer nachvollziehbare Behinderung. Erschwerend kam hinzu, daß sich das nukleare Regelwerk praktisch erst im Laufe des Verfahrens entwickelte und dies auch nur mit einer eindeutigen Orientierung auf LWRs, d.h. für schnelle Reaktoren gab es kein Regelwerk. Die »sinngemäße Anwendung« war ermessensintensiv und erforderte einen immensen Klärunggsbedarf. Erst im Jahr 1980 setzte sich angesichts der Entwicklungen in anderen Ländern die Einsicht durch, daß den speziellen Eigenschaften eines SNR in besonderem Maße Rechnung getragen werden sollte. Zu diesem Zeitpunkt waren jedoch Auslegung und Umsetzung auf der Baustelle so weit fortgeschritten, daß daraus kein besonderer Nutzen mehr gezogen werden konnte.

Nach Erteilung der bereits erwähnten umfangreichen Errichtungsgenehmigung im September 1982 konnten die Montage einer großen Anzahl von Systemen und Komponenten und deren vornukleare Inbetriebnahme in An-

Tabelle 2.15: Meilensteine bei den Vorbetriebsprüfungen am SNR-300 bis zum Januar 1987

Zeitpunkt/Zeitabschnitt	Meilensteine
Juni 1983–April 1985	Etwa 900 Teil- und Gesamtsystem-Druckproben.
	Einzelne Druck-und Lecktests:
Dez. 1983/Jan. 1984	– am Primärsystem (Schließung des Reaktordeckels);
Febr./März/Dez. 1984	– an Sekundärsystemen;
Sept. 1984–Apr. 1985	– am Containmentsystem (Stahlblechhülle und Containmentgebäude).
Juli 1984–Mai 1985	Natriumanlieferung auf die Baustelle.
Sept./Dez. 1985	Natrium-Einfüllen in die Ablaßtanks und Beginn des Reinigungsbetriebes im Primär und Sekundärsystem.
	Natrium-Einfüllen in die Hauptsysteme und Beginn Umwälzbetrieb:
Apr.–Mai 1984	– Primärsystem: Reaktortank und Kreisläufe;
Nov. 1984–Febr. 1985	– Sekundärsystem;
Juni 1985	– Tauch-und Notkühlsystem;
März–Mai 1985	– Na-gekühltes Brennelementlager und Kühlsystem.
Juni–Sept. 1985	Hochtemperaturreinigungsbetrieb (Primär- und Sekundärsystem).
Sept.–Nov. 1985	NaK-Anlieferung und Einfüllung in die Bodenkühleinrichtung (core catcher). Umwälzbetrieb.
	Wasser/Dampfseite:
April/Mai 1985	– Wasserspülbetrieb;
	– Dampferzeugerfüllung und Versuche mit den strangspezifischen Nachwärmeabfuhreinrichtungen unterbrochen am 13. August 1985 bis nach der Reparatur der Ablaßbehälter.
Ab Dez. 1985	Inertisierung der Na-Systembereiche.
Dez. 1985–Jan. 1987	Naturumlaufversuche.

Vorbetriebsprüfungen am SNR-300

griff genommen werden. Der Fortschritt auf der Baustelle hing nun einstweilen nicht mehr von weiteren Teilgenehmigungen ab. Es kam zu einem zügigen Projektfortschritt. Das Baustellenpersonal stieg von ca. 1 000 auf über 3 000 an. Mit dem Natriumeinfüllen im Frühjahr 1985 war die Anlage praktisch fertiggestellt. Ende 1985 hatte die Inbetriebsetzung einen Grad von etwa 95 % erreicht. Die Meilensteine bei der Vorbetriebsprüfung sind in Tabelle 2.15 zusammengestellt.

SNR-300 praktisch fertiggestellt 1985

Es kam beim Bau und bei der vornuklearen Inbetriebnahme der Anlage auch mehrfach zu ernsthaften technischen Problemen. Die wesentlichen waren:

- Bei Natriumablaß- und Leckauffangbehältern traten Leckagen auf. Die Ermittlung der Schadensursache und die Reparatur nahmen 4,5 Monate in Anspruch.
- Eine Schwingungsmeßlanze, die versuchsweise in den bereits mit Natrium gefüllten Reaktortank eingesetzt worden war, klemmte und brach bei dem Versuch, sie zu befreien. Die Bergung der gebrochenen Teile nahm 2 Monate in Anspruch.
- Eine relativ große Wassermenge drang aus Entlüftungsöffnungen von Basaltkästen, die zur Abschirmung an die Unterseite des Reaktortankdeckels montiert waren in das Oberplenum. Die Trocknung des Basaltes und die Reinigung des Natriums nahmen ebenfalls mehrere Monate in Anspruch.

2.4.3.2 Besondere Sicherheitsmerkmale

Daß der SNR-300 dem deutschen sicherheitstechnischen Regelwerk entsprach, ist eine Selbstverständlichkeit. Er verfügte aber zusätzlich über vorteilhafte Sicherheitsmerkmale, die weit über den gesetzlich geforderten Rahmen hinausreichen. Dies betrifft vor allem die Fähigkeit, eine hypothetische Kernzerstörung (die geschätzte Eintrittswahrscheinlichkeit liegt bei 10^{-6}/a) anlagenintern, d.h. ohne wesentliche radiologische Auswirkungen auf die Umgebung, zu beherrschen[18]. Diese Forderung nach einer konsequenten Beherrschung des »Bethe-Tait-Störfalls«, bei der der Kern aufgrund einer postulierten Leistungsexkursion zerstört wird, teilweise verdampft und das Tanksystem erheblich mechanisch belastet werden kann, wurde zu Beginn des Projektes erhoben und geht weit über die Sicherheitsauslegung heutiger LWRs hinaus. Erst künftige LWRs in Westeuropa sollen konsequent gegen eine Kernzerstörung (Kernschmelze) ausgelegt werden.

Beherrschung einer hypothetischen Kernzerstörung

Ein weiteres herausragendes Sicherheitsmerkmal des SNR-300 ist sein Potential zur *vollständig passiven Nachwärmeabfuhr*. Aufgrund der hohen Wärmekapazität der Natriumsysteme, der guten Naturumlaufeigenschaften des Natriums und der relativ hohen natürlichen Wärmeverluste der Natriumkreisläufe wird die Nachwärme sogar bei unterstelltem Ausfall aller aktiven Systeme, ohne jegliche Eingriffe der Betriebsmannschaft und ohne

vollständig passive Nachwärmeabfuhr

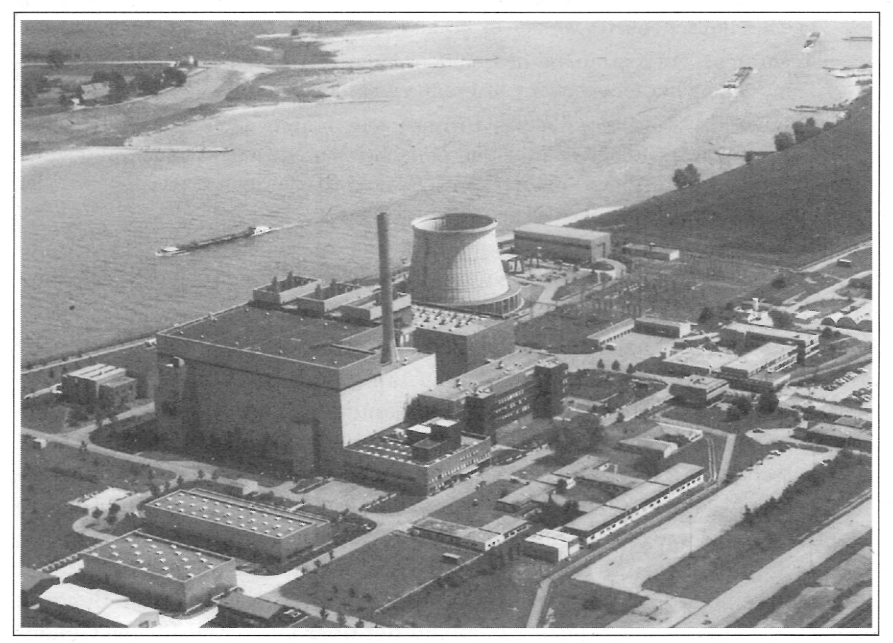
[18] H. Hübel und H. Vossebrecker: *Schutz gegen Bethe-Tait-Störfälle im SNR-300*, atomwirtschaft, Januar 1986.

Inanspruchnahme von Fremdenergie passiv abgeführt bei maximalen Temperaturen, die weit unterhalb der zulässigen Werte liegen. Diese zunächst nur vorausberechnete Eigenschaft wurde in der vornuklearen Inbetriebsetzung durch gezielte Messungen verifiziert und im Genehmigungsverfahren vom Gutachter voll bestätigt.

2.4.3.3 Das Ende des Projektes

energiepolitische Wende in NRW

Im Jahr 1985 vollzog die SPD in NRW ihre energiepolitische Wende mit dem Beschluß, die Inbetriebnahme des SNR-300 zu verhindern. Als wesentlichen Ansatzpunkt zum Aushebeln des Projektes wählte die Behörde den »Bethe-Tait-Störfall«. Obwohl der Komplex seit 1982 bestandskräftig genehmigt war, rollte sie ihn praktisch vollständig wieder auf. In der Öffentlichkeit erklärte der SPD-Fraktionsvorsitzende Farthmann den SNR-300 plötzlich als »Höllenfeuer«, nachdem das Projekt zuvor – überwiegend unter seiner Verantwortung – in 16 Teilgenehmigungen jeweils mit einem makellosen »Vorläufigen Positiven Gesamturteil« ausgestattet worden war. Der inzwischen für das Verfahren zuständige Minister R. Jochimsen proklamierte in einer Pressekonferenz im Sommer 1986 angebliche Parallelen zwischen dem SNR-300 und dem Unglücksreaktor in Tschernobyl. Sie waren von der Sa-



SNR-300 nach Fertigstellung

Abbildung 2.19: Das fertiggestellte aber nie in Betrieb genommene Schnell-Brüter Kernkraftwerk SNR-300 bei Kalkar. *Photo*: Interatom GmbH.

che her völlig unbegründet. Die RSK stellte nach Einschaltung durch den BMU eindeutig fest, daß der Unfall in Tschernobyl das Sicherheitskonzept des SNR-300 nicht in Frage stellt. Dennoch forderte die NRW-Behörde dazu

ein Sondergutachten. Da sie diese Forderung sachlich nicht begründete, war anzunehmen, daß das Sondergutachten nur zur Verzögerung des Projektes dienen sollte. Der BMU wies daraufhin die NRW-Behörde an, das Sondergutachten nicht in Auftrag zu geben. Das Land NRW klagte gegen diese Weisung beim Bundesverfassungsgericht.

Klage beim Bundesverfassungsgericht

Es kam im Mai 1990 zu einem vernichtenden Urteil gegen das Land NRW. Die mündliche Verhandlung und das schriftliche Urteil liefern starke Anhaltspunkte dafür, daß die Unfähigkeit der Behörde, die behaupteten Parallelen zwischen dem Tschernobyl-Reaktor und dem SNR-300 substantiell darzulegen, zur Abweisung der Klage wesentlich beigetragen haben.

Die Hoffnungen auf eine nach diesem Urteil zügigere Abwicklung der nur noch marginalen offenen Genehmigungsfragen wurden nicht erfüllt. Bis zur energiepolitischen Wende der SPD in NRW im Herbst 1985 sind 17 Teilgenehmigungen nach dem Atomgesetz erteilt worden. Dazu sind mehr als 100 Gutachten erstellt worden. Nur weitere 19 Gutachten standen Anfang 1991 für die Betriebsgenehmigung noch aus. Ihr positives Ergebnis war aber schon abzusehen, nicht jedoch die terminliche Abarbeitung durch die Behörde. Das Instrumentarium, mit dem die Behörde das Projekt verzögerte, bestand im wesentlichen aus folgenden Elementen:

energiepolitische Wende der SPD

- Sachverhalte, die mit früheren Bescheiden entschieden waren, wurden durch »generelle Bedenken« wieder in Frage gestellt.
- Technische Vorkommnisse in fremden Anlagen wurden zum Anlaß genommen, das Sicherheitskonzept in Frage zu stellen.
- Erfahrene Gutachter, die das Projekt seit Jahren gewissenhaft begleitet hatten, wurden ausgeschaltet und neue Gutachterorganisationen und sogar unerfahrene Personen aus der Anti-Atomkraft-Bewegung wurden mit der Prüfung komplexer Sachverhalte beauftragt.
- Der Gutachtensprozeß wurde ohne erkennbare Management- und Terminkontrolle abgewickelt und von der Behörde durch immer neue Fragestellungen verzögert.

Angesichts der Finanzierungsengpässe des Projektes, die die Behörde sehr wohl kannte, mußte ihr Verhalten zum Abbruch des Projektes führen.

Am 20. März 1991 erklärte der zuständige Bundesminister für Forschung und Technologie nach Beratungen mit den Industriepartnern, daß das deutsch-holländisch-belgische Projekt nicht mehr bis zur Inbetriebsetzung gebracht werden sollte. Als Grund nannte er die politisch motivierte Genehmigungsverzögerung durch das Land NRW.

politisch motivierte Genehmigungsverzögerung

Es ist immer wieder die Frage gestellt worden, warum Hersteller und Betreiber keine gerichtlichen Schritte gegen diese Arbeitsweise der Behörde eingeleitet haben. Die Erklärung dazu hat der über lange Zeit für die Genehmigung zuständige Minister, F. Farthmann im Jahr 1986 auf einem SPD-Parteitag geliefert: »Wenn der Prozeß bis zur letzten Instanz durchläuft, sind fünf bis sechs Jahre vergangen, und dann wird sich das Schnelle-Brüter-Problem von selbst erledigt haben.«

2.4.4 Das European Fast Reactor-Projekt

2.4.4.1 Geschichtliches

Ausgehend von der in Westeuropa vorhandenen umfangreichen wissenschaftlichen und technischen Basis auf dem Gebiet der schnellen natriumgekühlten Reaktoren beruhte die Entstehung des EFR-Projektes (European Fast Reactor) im wesentlichen auf zwei Erkenntnissen: Erstens, daß die schnelle Brutreaktorlinie das Potential hat, langfristig die Energieversorgung ressourcenschonend zu sichern, und zweitens, daß die Weiterführung der Entwicklung von schnellen Reaktoren nur durch Zusammenlegung der nationalen Projekte im Rahmen einer europäischen Zusammenarbeit erfolgen konnte, womit eine Realisierungschance für ein weiterführendes Projekt gegeben war.

EFR-Projekt

Die Anfänge dieser Zusammenarbeit lassen sich bis in das Jahr 1973 zurückverfolgen, als EdF, ENEL und RWE die Konvention der europäischen EVU über die Errichtung und den Betrieb der beiden Schnellbrüterkraftwerke Superphénix und SNR-2 unterzeichneten.

Von größerer unmittelbarer Bedeutung für das EFR-Projekt war jedoch das im Jahr 1984 auf Regierungsebene zwischen Frankreich, Deutschland, Großbritannien, Italien und Belgien unterzeichnete Memorandum, in dem der Wille verbrieft wurde, bei der Entwicklung von schnellen natriumgekühlten Reaktoren langfristig zu kooperieren.

Memorandum auf Regierungsebene

Auf dem Wege zu dieser Kooperation mußten jedoch weitere vier Jahre verstreichen, bis die Aufgabe konkret angegangen werden konnte. In dieser Zeit setzte sich bei den nationalen EVU (vor allem EdF und RWE) die Erkenntnis durch, daß unter den gegebenen Umständen (im wesentlichen technische Probleme bei Superphénix und massiver politischer Widerstand gegen den SNR-300) weder Superphénix-2 noch SNR-2 kurzfristig eine Realisierungschance hatten. Die logische Konsequenz war, die vorhandenen Mittel zusammenzutun und ein gemeinsames Projekt zu etablieren, im Rahmen dessen die europäischen Herstellerindustrien nach den Vorgaben der europäischen EVU und gestützt auf ein gemeinsames Programm aller F&E-Partner einen »Euro-Brüter« auslegen sollten.

Euro-Brüter

Der formale Zusammenschluß aller Beteiligten und somit der offizielle Beginn der EFR-Zusammenarbeit erfolgte am 16. Februar 1989 durch die Unterzeichnung von drei Verträgen:

(1) F&E-Vereinbarung zwischen CEA, UKAEA, KfK und Interatom,
(2) Hersteller-Vereinbarung zwischen Framatome Direction Novatome, NNC, Interatom, Ansaldo und INB und
(3) Lizenz-Vereinbarung zwischen SERENA und FASTEC.

2.4.4.2 Die Organisation des EFR-Projektes

Bei der Definition der organisatorischen Strukturen des EFR-Projektes ist auf allen Ebenen der europäische Charakter des Unterfangens als roter Faden verfolgt worden. So bediente man sich auf der EVU-Seite der bereits

bestehenden, sich aber im Dornröschenschlaf befindenden EFRUG, einer Interessenvereinigung von EdF, NE (Nuclear Electric) und einer Gruppe deutscher EVU (RWE, Bayernwerk und PreussenElektra), während auf der Herstellerseite das Firmenkonsortium EFR Associates zwischen Novatome, NNC und Interatom (später Siemens/KWU) etabliert wurde.

Management Group Research and Development

Project Management Team

Die F&E-Partner konnten, ähnlich wie die Kundenseite, bei der Festlegung ihrer Organisation auf die bereits seit Anfang der 70er Jahre zwischen Frankreich und Deutschland[19] bestehenden Kooperationsverträge aufbauen. Als zentraler Baustein wurde das MGRD (Management Group Research and Development) gegründet. Auf der Herstellerseite (EFR Associates) wurde ebenfalls eine geeignete Struktur mit einem Project Management Team (PMT) etabliert, das seine Arbeit im Juni 1990 in Lyon aufnahm. Die Hauptaufgabe des PMT bestand in der Koordination der Auslegungsarbeiten, die an den verschiedenen Standorten (Lyon, Risley, Bergisch Gladbach und Erlangen) der Industriepartner erfolgten.

2.4.4.3 Projektvorgaben und Zeitplan

Ziele des EFR-Projekts

Das Ziel des EFR-Projektes wurde von der EFRUG klar vorgegeben: Erarbeitung eines validierten Konzeptes für einen kommerziellen schnellen natriumgekühlten Reaktor, der in den ersten Jahrzehnten des nächsten Jahrhunderts als Ersatz für einige dann ihr Lebensende erreichenden Leichtwasserreaktoren zur Verfügung stehen sollte. Aus dieser Zielvorgabe folgt zwingend die Notwendigkeit der Errichtung einer Demonstrationsanlage, die die zur Etablierung einer kommerziellen europäischen Schnellreaktorlinie erforderliche Betriebserfahrung liefern würde. Das unmittelbare Ziel des EFR-Projektes war somit die Auslegung eben dieses Demonstrationskraftwerkes: Im Sprachgebrauch des Projektes stand »EFR« stellvertretend für dieses Demonstrationskraftwerk, dessen Inbetriebnahme die EFRUG für das Jahr 2010 vorsah.

Die ursprüngliche Planung sah auf dem Wege zu diesem Ziel drei Phasen vor:

1. eine Konzeptfindungsphase, in der die verschiedenen Auslegungsoptionen untersucht werden mit dem Ziel, bereits eine erste Auswahl dieser Optionen durchzuführen;
2. eine Phase der Konzeptbestätigung, in der die Auslegungsvarianten vertieft untersucht und die endgültigen Merkmale begründet werden;
3. eine standortbezogene Vor-Errichtungsphase, in der spezifische Fragestellungen zur Bauvorbereitung untersucht werden und ein gleitender Übergang in die Errichtungsphase erfolgt.

Aufgrund der politischen Entwicklungen, auf die im einzelnen noch näher eingegangen werden soll, ist das EFR-Projekt in dieser Form nur bis zum Abschluß der Phase 2, die bis Ende 1993 verlängert wurde, durchgezogen worden.

[19] Anfang der 80er Jahre erweiterte sich dieser Kreis um Großbritannien.

2.4.4.4 Die EFR-Auslegungsarbeiten

Die Konzeptfindungsphase: Bereits für diese zweijährige Phase, an deren Ende der »erste Wurf« des EFR stehen sollte, der die besten Auslegungsmerkmale der nationalen Schnellbrüterprojekte vereinen sollte, hatte die EFRUG auf der Basis von Vorarbeiten der EFR Associates Kriterien festgelegt, die das gesamte EFR-Projekt bestimmen würden. Danach sollte der EFR:

- verstärkt von den passiven Sicherheitseigenschaften des schnellen natriumgekühlten Reaktorkonzepts Gebrauch machen,
- in allen Ländern der Industriepartner gleichermaßen genehmigungsfähig sein,
- ein robustes Konzept mit günstigen »ISI & Repair« Eigenschaften sein,
- im Hinblick auf Verfügbarkeit und Kosten optimiert sein wobei der Nachweis der Wettbewerbsfähigkeit der Schnellreaktorlinie hinsichtlich der Stromerzeugungskosten mit dem Leichtwasserreaktor erbracht werden sollte,
- flexibel hinsichtlich der Brut- bzw. Konversionseigenschaften sein und
- die getroffenen Auslegungsentscheidungen aufgrund eines breit angelegten F&E-Programmes begründen.

Optimierung des EFR

In dieser Phase konzentrierten sich die Auslegungsarbeiten auf einen Vergleich der in den nationalen Projekten untersuchten Varianten. Nach und nach wurde die Anzahl der Optionen reduziert, schälte sich eine Auslegung heraus, die die günstigsten Merkmale von Superphénix, SNR-2 und CDFR[20] mit den innovativen Merkmalen vereinte, die – den EFRUG-Vorgaben folgend – Sicherheits- und Kostenvorteile versprachen. Diese (»Consistent Design« genannte) Auslegung hatte folgende wichtige Merkmale:

- Im Anschluß an die radiale Kernabschirmung befindet sich das zwangsdurchströmte interne Lager für abgebrannte Brennelemente.
- Zylindrisches Reaktorgebäude, umgeben von drei (in 120°-Symmetrie angeordneten) Dampferzeugergebäuden und (dazwischen) den beiden »Switchgear«-Gebäuden sowie dem »Auxiliar«-Gebäude.
- Das Primärsystem umfaßt sechs Zwischenwärmetauscher und drei Primärpumpen.
- Der Wärmetransport zu den Dampferzeugern erfolgt über sechs Sekundärkreisläufe.
- Es sind sechs Tauchkühler vorgesehen, die bei Ausfall der Wärmesenke über die Sekundärkreisläufe ein direktes Kühlsystem des Primärnatriums darstellen.

Vorgaben für EFR-Auslegung

Phase der Konzeptbestätigung: In diesem ursprünglich auf drei Jahre begrenzten Zeitraum, der jedoch um ein Dreivierteljahr bis Ende 1993 verlängert wurde, ist die detaillierte Auslegung des EFR abgeschlossen worden. Die am Ende der Konzeptfindungsphase noch offenen technischen Optionen wurden vertieft und in das »Consistent Design« eingearbeitet. Ebenso

detaillierte Auslegung des EFR

[20] CDFR = *Conceptual Demonstration Fast Reactor.*, ein britischer Entwurf für einen Großbrüter.

wurde der Rückfluß aus den F&E-Aktivitäten analysiert und, wo erforderlich, in das »Consistent Design« integriert.

In diese Phase fielen auch noch zwei wichtige Aktionen, auf die im nächsten Kapitel eingegangen werden soll: Zum einen wurde – in enger Zusammenarbeit mit EFRUG – eine breit angelegte Kostenstudie durchgeführt, und zum anderen wurde das detaillierte EFR-Sicherheitskonzept in vollständigen Unterlagen zusammengefaßt.

Als Ergebnis der Konzeptbestätigungsphase sind vollständige Auslegungsunterlagen (Systembeschreibungen, Auslegungsbegründungen und der vorläufige standortunabhängige Sicherheitsbericht, um nur die wichtigsten zu nennen) für die technisch und wirtschaftlich optimierte nukleare Dampferzeugungsanlage erstellt worden.

Vor-Errichtungsphase: Das EFR-Projekt ist nach Abschluß der Konzeptbestätigungsphase nicht, wie in den Abkommen von 1989 geplant, in die Vor-Errichtungsphase eingetreten. Dies lag nicht etwa an einem unbefriedigenden Projektverlauf, im Gegenteil: Anläßlich des zehnten Workshops und des darauf folgenden Top-Level-Meetings vom Dezember 1993 zwischen Kunden, F&E-Organisationen und den EFR Associates wurde dem Projekt uneingeschränktes Lob erteilt; der Stand des EFR-Projektes am Ende der Konzeptbestätigungsphase entsprach vollkommen den Anforderungen und Vorgaben der EFRUG.

Vertagung der Vor-Errichtungsphase

Als die Gründe für die im Dezember 1993 getroffene Entscheidung, den Einstieg in die Vor-Errichtungsphase auf unbestimmte Zeit zu vertagen und stattdessen ein einjähriges Überbrückungsprogramm zu beschließen, sollen hier lediglich die wichtigsten Fakten aufgeführt werden:

- Im Sommer 1992 wird die Wiederinbetriebnahmegenehmigung für Superphénix nicht erteilt. Diese Entscheidung der damaligen französischen Regierung zielte im wesentlichen auf Zeitgewinn, da im Frühjahr 1993 Parlamentswahlen anstanden. Diese Entscheidung bedeutete, daß vor einer eventuellen Wiederinbetriebnahme ein neues Genehmigungsverfahren (öffentliche Auslegung, Gutachten der Sicherheitsbehörden, Regierungsbeschluß) durchlaufen werden muß[21].
- Das in Großbritannien für Energiefragen zuständige Ministerium für Handel und Industrie hat Ende 1992 entschieden, mit Wirkung vom 31. März 1993 die Mittel für sämtliche Schnellreaktor-F&E-Programme zu streichen.
- Ebenfalls im Jahr 1992 konnten sich in Deutschland BMFT, EVU, Forschungszentren (KfK) und Industrie (Siemens KWU) nicht darüber einigen, wie die Kosten für die weitere Schnellreaktorentwicklung aufzuteilen wären. Das BMFT war bereit, einen Beitrag für die im KfK laufenden F&E-Arbeiten zu leisten, forderte jedoch die Industrie auf, nicht nur die EFR-Entwicklungsarbeiten, sondern auch die F&E-Aktivitäten in Bensberg zu finanzieren. Die Einigungsversuche blieben erfolglos, was zur Streichung

[21] in Frankreich sehen die gesetzlichen Bestimmungen vor, daß beim Stillstand einer Nuklearanlage von mehr als 2 Jahren ein erneutes Inbetriebnahme-Regierungsdekret erteilt werden muß (Superphénix war seit dem 3. Juli 1990 außer Betrieb gewesen).

der BMFT F&E-Mittel für Bensberg geführt hat. Am 30. März 1993 gab der Siemens/KWU-Vorstand die Schließung des Standortes Bensberg bekannt.

- Das Überangebot an Uran und der damit verbundene Preisverfall dieses Rohstoffs auf der einen Seite, und die andauerende Akzeptanzkrise der Kernenergie in Deutschland (vorerst gescheiterte Konsensgespräche) auf der anderen Seite, haben bei den EVU das Interesse am Brüter erlahmen lassen.

EFR-Streckungsphase

In einer seit dem 1. Januar 1994 laufende Streckungsphase wird nunmehr auf der Grundlage von generischen Studien versucht, das Potential und weitere Vorteile des schnellen Reaktors herauszuarbeiten. Die wichtigsten Themen dieser Streckungsphase sind:

- Untersuchungen zum Potential des EFR als Plutonium-Vernichter und als Transmutations-Anlage für minore Aktiniden (in enger Zusammenarbeit mit dem CAPRA-Projekt des CEA);
- Studien mit dem Ziel der weiteren Sicherheits- und Kostenoptimierung;
- Studien zur optimalen Größe eines Prototyp-EFR im Hinblick auf Kosten, Demonstration der Auslegungsmerkmale eines großen Leistungsreaktors und der Flexibilität hinsichtlich der Brenner-/Brütereigenschaften.

2.4.4.5 Die wichtigsten Merkmale des EFR

in diesem Kapitel sollen die wichtigsten Merkmale der EFR-Auslegung, so wie sich diese am Ende der Konzeptbestätigungsphase darstellte, zusammengefaßt werden.

Der Stand der technischen Beschreibung entspricht dem in den Systembeschreibungen, Auslegungsbegründungen und im vorläufigen Sicherheitsbericht beschriebenen »EFR-Consistent Design«.

robuste Auslegung

Robuste Auslegung: Die EFRUG hatte als eine der wichtigsten Vorgaben für den EFR eine hohe Verfügbarkeit (mindestens 0,8 Lastfaktor) und Lebensdauer (40 Jahre) definiert. Dem ist in der Auslegung dadurch Rechnung getragen worden, daß eine erprobte, durch umfangreiche F&E-Studien bestätigte Technologie für alle die Komponenten gewählt wurde, die für die Anlagenverfügbarkeit und die Lebensdauer entscheidend sind (wie z.B. die Wärmetauscher, die Dampferzeuger und die fest eingebauten Reaktorstrukturen).

Flexibilität

Flexibilität: Die EFR-Kernauslegung bietet eine beachtliche Flexibilität hinsichtlich der Brut-/Konversionseigenschaften. Der Kern ist so ausgelegt, daß plutoniumvernichtende (Konversionsrate 0,80), hinsichtlich des Plutoniums sich selbsttragende (Brutrate 1,02) und Plutonium erbrütende Konfigurationen (Brutrate 1,18) möglich sind. Diese Flexibilität hat jetzt noch mehr an Bedeutung und Aktualität gewonnen, will man den schnellen Reaktor als wichtiges Glied in Bezug auf die Probleme der Entsorgung im Rahmen des Brennstoffkreislaufes etablieren, wie dies insbesondere in Frankreich propagiert wird.

Sicherheitskonzept

Sicherheit: Das Sicherheitskonzept des EFR basiert auf dem Prinzip der »defence in depth«, das auf einer Reihe von Maßnahmen beruht, die von der Prävention bis zur Minderung der Folgen von postulierten hypothetischen Störfällen gehen. Im einzelnen ist dieses Stufensystem wie folgt aufgebaut:

- Prävention auf der Auslegungsebene durch höchste Ansprüche an die Qualität der Auslegung und durch Bestätigung aufgrund von umfangreicher F&E,
- Auslegungsmaßnahmen zur Detektion und Kontrolle von Störfällen und Abweichungen vom Normalbetrieb,
- Implementierung von Barrieren zur Vermeidung des Austritts von radioaktiven Stoffen,
- Risikominimierungsmaßnahmen für den Fall hypothetischer Störfälle.

Beim EFR ist der Verlust des Kühlmittels physikalisch nicht möglich (druckloses System, Geometrie von Reaktor und Containment entsprechend ausgelegt). Somit müssen sich die Präventivmaßnahmen zur Verhinderung einer Kernschmelze auf die Nachwärmeabfuhr und auf die Abschaltung des Reaktors konzentrieren.

Bei der Nachwärmeabfuhr ist zusätzlich zum Normalpfad über den Sekundärkreislauf ein diversitäres System (2×3) von direkten Natrium/Natrium-Tauchkühlern vorgesehen, die die Wärme über Natrium/Luft-Wärmetauscher im Naturumlauf abgeben.

Maßnahmen gegen Restrisiko

Bezüglich der Abschalteigenschaften ist der Grundsatz der Prävention als roter Faden bei der Auslegung verfolgt worden. Demnach wird die Abschaltfunktion von zwei unabhängigen, diversitären Absorbersystemen gesichert. Aufgrund des erreichten Zuverlässigkeitsgrads ist das Versagen beider Abschaltsysteme in den Bereich des Restrisikos gerückt. Für diesen Bereich ist beim EFR eine zusätzliche »dritte Abschaltebene« vorgesehen: Sie besteht aus der Summe von mehreren aktiven und passiven, die inhärenten Sicherheitseigenschaften des Reaktors maximal ausnutzenden Maßnahmen, die in der Lage sind, im hypothetischen Fall des Versagens beider Absorbersysteme den Kern sicher abzuschalten.

Ein zentrales Ergebnis der Phase 2 des EFR-Projektes war die Bestätigung der prinzipiellen Genehmigungsfähigkeit des EFR in den Partnerländern. Dieser Nachweis stand am Ende einer umfangreichen Diskussion des allgemeinen EFR-Sicherheitskonzepts, der wichtigsten Sicherheitsfunktionen und der vorgeschlagenen Risikominimierungsmaßnahmen. Danach weist der EFR einen Sicherheitsstandard auf, der vergleichbare Auslegungsziele der Leichtwasserreaktoren der nächsten Generation erfüllt.

Kostenoptimierung

Kostenoptimierung: Für die Realisierungschance eines EFR-Projektes ist der Nachweis der Wirtschaftlichkeit von entscheidender Bedeutung. Dieser beinahe trivialen Feststellung wurde in der Konzeptbestätigungsphase des EFR-Projektes durch eine sehr detaillierte Kostenstudie Rechnung getragen. Das Ziel dieser Untersuchungen war, das wirtschaftliche Potential

des EFR durch Vergleich mit den Kosten der Leichtwasserreaktoren nachzuweisen. In enger Zusammenarbeit mit der EFRUG, den Brennstoffherstellern COGEMA und BNFL und zahlreichen Herstellerfirmen wurden umfangreiche Studien zu allen Komponenten der Stromerzeugungskosten (Investitionen, Brennstoffzyklus und Reaktorbetrieb) durchgeführt. Das globale Ergebnis zeigt, daß das Ziel der Wettbewerbsfähigkeit mit den Stromerzeugungskosten der Leichtwasserreaktoren erreicht werden kann.

2.4.4.6 Schlußbemerkungen

Rückblickend und zusammenfassend ist festzuhalten, daß beim EFR-Projekt mit Ende der Phase 2 bereits das erreicht wurde, woran man bei des Leichtwasserreaktoren der nächsten Generation heute noch arbeitet:

Vorzüge des EFR-Projekts

- ein europäischer Entwurf, der die gesetzten technischen und wirtschaftlichen Ziele voll erreicht hat,
- die Definition und die Umsetzung von gemeinsamen sicherheitstechnischen Leitlinien und Auslegungszielen, die mindestens so anspruchsvoll sind wie beim Leichtwasserreaktor der nächsten Generation,
- die Erstellung einer Basis gemeinsamer Auslegungs- und Herstellungsregeln,
- die Etablierung eines vollständigen und konsistenten europäischen F&E-Programms, in dem keine Dopplungen mehr vorkommen,
- die Etablierung einer funktionierenden Organisationsstruktur auf allen Ebenen,
- der Nachweis, daß der EFR das Potential hat, Strom zu Kosten zu liefern, die mit den Kosten der jetzigen Leichtwasserreaktoren wettbewerbsfähig sind und
- den Nachweis eines hohen Maßes an Auslegungsflexibilität hinsichtlich des Brütens und Verbrennens von Plutonium und Actiniden.

2.4.5 Ausblick

Mit dem Abbruch des SNR-300 in Kalkar im März 1991 wurde der Ausstieg Deutschlands aus der Brütertechnologie eingeleitet. In der Pressemitteilung des BMFT heißt es dazu: »*Die Verantwortung für das Ende von Kalkar, so die beteiligten EVU, der Hersteller und das BMFT, liege eindeutig beim Land Nordrhein-Westfalen.*«

Gründe für das Ende von Kalkar

Es gab mehrere weitreichende Gründe, weshalb es zu dieser Zuspitzung kam. Zum einen hat die Anti-Kernkraft-Bewegung schon seit Ende der 70er Jahre ihren Widerstand gegen die Kernenergie auf zwei strategisch wichtige Punkte konzentriert: Die Entsorgung mit Wiederaufarbeitung und Endlagerung und die Brütertechnik, beide als notwendige Voraussetzung für einen Ausbau und die langfristige Nutzung der Kernkraft. Das Brutmaterial Plutonium wurde zum Inbegriff alles Bösen hochstilisiert. Zudem gelang es ihr, in der Öffentlichkeit den Eindruck zu verbreiten, der Schnelle Brüter sei noch viel katastrophenträchtiger als man es für die »normale« Kernkraft schon propagiert hatte.

Zum anderen waren inzwischen die Prognosen für das Wachstum des Energieverbrauchs und infolgedessen auch des Kernkraftausbaus sowohl national als auch global drastisch zurückgenommen worden. Noch im Jahr 1983 gingen z.B. die amerikanischen Autoren Edmonds und Reilly von einer Verfünffachung des Weltenergieverbrauchs bis 2050 aus, und das INFCE-Programm Ende der 70er Jahre schätzte die bis zum Jahr 2025 installierte nukleare Kapazität auf 1 800 bis 3 900 GWe. Beides sind Zahlen, die deutlich über den derzeitigen Prognosen liegen. Der Uranpreis wird voraussichtlich auf absehbare Zeit nicht auf das Niveau steigen, ab dem der Brüter gegenüber dem LWR deutliche Kostenvorteile hat.

Langzeitaussichten für Brütertechnologie

Dies alles kann jedoch nicht die Preisgabe der Brüteroption rechtfertigen, wie sie in Deutschland faktisch erfolgt ist. Blickt man über kurzfristige Wirtschaftsinteressen hinaus auf die Probleme der langfristigen Energieversorgung der Menschheit, so findet man folgendes Bild vor:

- Die Weltbevölkerung wächst jährlich um fast 2 %.
- Die Entwicklungsländer verzeichnen die größten Wachstumsraten.
- Das wünschenswerte Wirtschaftswachstum in den Entwicklungsländern ist ohne ein deutliches Wachstum des Energiebedarfs nicht möglich.
- Die bisherige Deckung des Energiebedarfs erfolgt zu fast 90 % durch Verbrennung fossiler Rohstoffe mit der Folge eines bedrohlichen Anstiegs des CO_2-Gehalts in der Atmosphäre.
- Sonnenenergie und Fusion sind in ihren heute bekannten technischen Formen von einer Anwendbarkeit in großem Maßstab wirtschaftlich weit entfernt.

Angesicht dieser Probleme und Gefahren verwundert es nicht, wenn der der Kernenergie reserviert gegenüberstehende *Club of Rome* in seinem Bericht von 1991 schreibt[22]: »*... Heute jedoch räumen wir widerwillig ein, daß die Verbrennung von Kohle und Öl aufgrund des dabei entstehenden Kohlendioxids für die Gesellschaft wahrscheinlich noch gefährlicher ist als die Atomkraft. Darum gibt es triftige Gründe dafür, die nukleare Option offenzuhalten und schnelle Brüter zu entwickeln.*«

2.5 Fusionsreaktoren

Bearbeitet von Jochem Eidens

Der Schwerpunkt der Arbeiten zur Fusionsreaktor-Technologie, die die Entwicklung von Blankets und von supraleitenden Magnetfeldspulen sowie die sichere Handhabung großer Mengen von Tritium einschließt, liegt in Deutschland beim KfK Karlsruhe[23].

Blanketentwicklung

Bei der Blanketentwicklung werden noch mehrere Varianten untersucht, wie z.B. Druckwasser oder Heliumgas als Kühlmittel sowie ein flüssiges Lithium-Blei-Eutektikum oder aber feste lithiumhaltige Keramiken als

[22] A. King und B. Schneider: *Die globale Revolution - Bericht des Club of Rome 1991*, SPIEGEL SPEZIAL 2/1991.

[23] KfK: *Kernfusion – Forschung und Entwicklung*, Hrsg. Kernforschungszentrum Karlruhe, 1991.

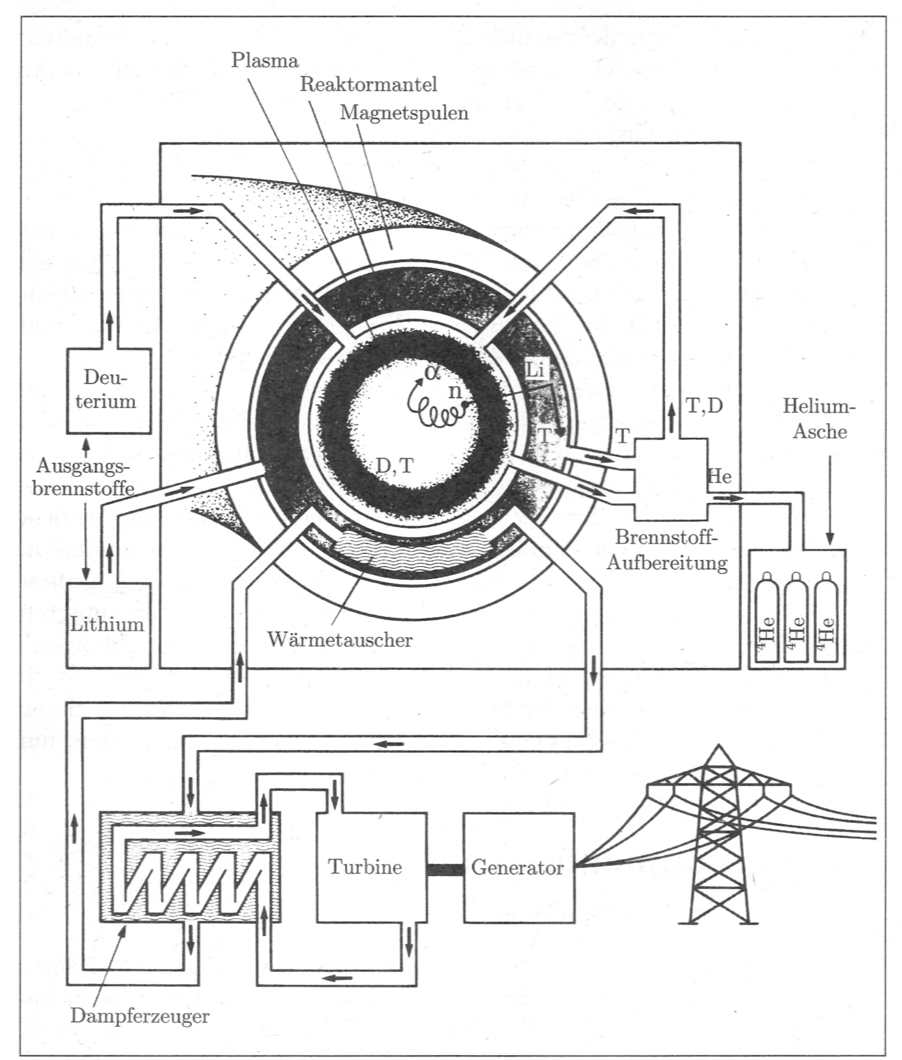


Abbildung 2.20: Schematische Darstellung der grundsätzlichen Funktionsweise eines stromliefernden Deuterium-Tritium-Fusionsreaktors.

Schema eines Fusionsreaktors

Brutstoffe. Die Probleme bei der Blanketentwicklung sind den Fragestellungen bei den Spaltungsreaktoren so eng verwandt, daß sich hier ein intensiver Know-how Transfer geradezu aufzwingt. Eingeschlossen sind konventionelle und nukleare Sicherheitsfragen. Bei letzteren bietet der Fusionsreaktor im Vergleich zum Spaltungsreaktor Vorteile durch seine inhärente Sicherheit, durch das Fehlen radioaktiver Reaktionsprodukte aus dem physikalischen Elementarprozeß selbst sowie schließlich durch die Tatsache, daß das Brennstoffinventar nur für eine Betriebszeit in der Größenordnung von einigen Minuten ausreicht. Inwieweit die Studien über eine vergleichsweise

inhärente Sicherheit

geringere Aktivierung des Strukturmaterials ihre Aussagekraft behalten, kann man angesichts der vielfältigen noch offenen Werkstofffragen heute nur schwerlich verbindlich beurteilen. Das maßgebliche nukleare Gefährdungspotential des Fusionsreaktors wird indes überwiegend durch das Inventar an Tritium bestimmt: Dem muß mit ingenieurtechnischen Lösungen begegnet werden; freilich ist dieses Gefährdungspotential von vornherein um Größenordnungen geringer als das eines Spaltungsreaktors gleicher Leistung[24]. Deshalb erscheint das Erreichen des Zieles realistisch, daß bei allen denkbaren Störfällen die Folgen auf das Anlagengelände begrenzt bleiben und daß außerhalb des Zaunes keine Einschränkungen der Lebens- und Verzehrgewohnheiten für die Bevölkerung erforderlich werden.

Werkstofffragen

Das Grundprinzip eines späteren Fusionsreaktors ist in Abbildung 2.20 dargestellt. Prognosen über das wirtschaftliche und soziale Umfeld, in dem ein solcher Reaktor etwa in der Mitte des nächsten Jahrhunderts seinen Markt zu finden hätte, gehören heute noch ins Reich der Spekulation. Dennoch sollte man angesichts der ungeheueren Energievorräte, die in dem Brennstoff Deuterium und dem Brutstoff Lithium auf der Erde schlummern, und angesichts der vergleichsweise bescheidenen derzeitigen Kosten, gemessen z.B. am Aufwand für den Verbrauch von fossilen Brennstoffen, unseren Enkeln diese Option durch eine stetige Fortführung der Entwicklungsarbeiten offenhalten. Neben der Kernfusion, der Kernspaltung (einschließlich des schnellen Brüters) und der Solarenergie (diese im umfassenden Sinne verstanden) hat die Wissenschaft keine vierte Alternative anzubieten, um langfristig den Energiebedarf der Welt zu stillen.

Energievorräte

2.6 Zusammenfassung

Bearbeitet von Karl Siegel

Für die Verantwortung bei der Errichtung und der ingenieurmäßigen Abwicklung eines neuen Kernkraftwerkes haben sich in den verschiedenen Ländern unterschiedliche Vorgehensweisen herausgebildet. Während in Deutschland bisher die schlüsselfertige Vergabe gebräuchlich ist, bei der die Gesamtverantwortung für Bau und Inbetriebnahme der Anlage in einer Hand liegt, wird in den USA ein Kernkraftwerk losweise von einem *Architect Engineer* vergeben. Die Verantwortung der Reaktorhersteller beschränkt sich dabei nur auf den eigenen Lieferumfang. In Frankreich ist der spätere Betreiber, die EdF, selbst Verantwortlicher für die Auslegung der Gesamtanlage und bezieht den Nuklearteil von der Herstellerindustrie nach eigenen Vorgaben.

Die Entwicklung der letzten Jahre hat gezeigt, daß die Zahl der Reaktorvarianten, die sich industriell durchgesetzt haben oder deren Entwicklung mit Aussicht hierauf weitergeführt wird, stark zurückgegangen ist.

[24] R. S. Pease and the EEF Study Group: *Environmental, Safety-Related and Economic Potential of Fusion Power*, Progressive Engineering Consultants Ltd., Warrington 1989.

Daten verschiedener Reaktortypen

In Tabelle 2.16 (s. Seite 118) sind die wichtigsten *Daten der verschiedenen Reaktortypen* zusammengestellt. Die fortschrittlichen Linien (HTR, SNR) zeichnen sich gegenüber den Leichtwasserreaktoren durch eine Steigerung des Abbrandes, der Kühlmitteltemperatur und des Nettowirkungsgrades aus. Aufgrund dieser Eigenschaften wurden bisher die Anstrengungen gerechtfertigt, auch diese Reaktortypen bis zu ihrem kommerziellen Einsatz weiterzuentwickeln.

Entwicklungspotential

Mit Ausblick auf die nächsten Jahrzehnte kann festgestellt werden, daß die Leichtwasserreaktoren weiterhin dominieren werden und ihren derzeitigen Anteil von ca. 85 % der installierten Kernkraftwerksleistung zukünftig noch steigern werden. Sie haben nach wie vor ein günstiges *Entwicklungspotential.*

Hauptentwicklungslinien

Dieses Potential und die breite Basis gesicherter Betriebserfahrungen haben dazu geführt, daß weltweit eine große Anzahl bereits ausgearbeiteter oder noch in der Diskussion befindlicher Konzepte zur Weiterentwicklung sowohl des Druckwasserreaktors als auch des Siedewasserreaktors existieren. Dabei zeichnen sich zwei Hauptentwicklungslinien ab, die entsprechend der internationalen Fachterminologie wie folgt charakterisiert werden können:

evolutionäre Weiterentwicklungen

— Die *evolutionären Weiterentwicklungen* erfolgen in enger Anlehnung an betriebsbewährte Konzepte und streben eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch moderate Erhöhung der Anlagenleistung, des Wirkungsgrades und des Abbrandes an. Auch das Sicherheitskonzept ist eine Weiterentwicklung der bisherigen Technologie mit dem Ziel, die Beherrschung auftretender Störfälle einfacher zu gestalten als bisher.

  EPR: European Pressurized Water Reactor

  ABWR: Advanced Boiling Water Reactor

  Beispiele hierfür sind der *European Pressurized Water Reactor (EPR)* von Nuclear Power International (NPI), dem gemeinsamen Tochterunternehmen von Framatome und Siemens AG, sowie der *Advanced Boiling Water Reactor (ABWR)* von General Electric (GE) in USA und Japan.

revolutionäre Entwicklungen

— Die *revolutionären Entwicklungen* beschreiten bei der Konzeptfindung und -ausarbeitung neue Wege und weichen teilweise von dem bisher Bewährten erheblich ab. Sie sehen zur Nutzung des inhärenten Sicherheitspotentials den Bau passiver Sicherheitseinrichtungen vor, um Störfallfolgen mit einer erheblichen Freisetzung radioaktiver Substanzen ohne den Einsatz aktiver Maßnahmen zu vermeiden. Die Wirtschaftlichkeit, Verfügbarkeit und das betriebliche Verhalten dieser Anlagen lassen sich heute noch nicht abschließend beurteilen, da kleinere Leistungseinheiten und niedrigere Leistungsdichten als bei den jetzigen Leichtwasserreaktoren angesetzt werden. Außerdem sind die bisherigen Betriebserfahrungen nicht oder nur sehr eingeschränkt übertragbar, wodurch der Bau von Demonstrationsanlagen erforderlich wird.

  SBWR: Simplified Boiling Water Reactor

  AP 600: Advanced Passive Pressurized Water Reactor

  Beispiele sind der *Simplified Boiling Water Reactor (SBWR)* von General Electric und der *Advanced Passive Pressurized Water Reactor (AP 600)* von Westinghouse sowie weitere Konzepte (PIUS, SIR 300, etc.) der übrigen Reaktorhersteller.

Die Entwicklungsvorhaben für *schnelle Brutreaktoren* sind 1992 bzw. 1993 in den USA, Großbritannien und Deutschland eingestellt worden. Im euro-

Tabelle 2.16: Kenndaten wichtiger Leistungsreaktortypen

Kenndaten wichtiger Leistungsreaktortypen

	Brennstoffdaten							Leistungsdaten		
Reaktortyp	Brennstoff-ladung	Anreicherung (Gleichgewicht	Mittlerer Abbrand	Brennstoff-belastung	Spaltstoff-belastung	Leistungs-dichte	Konversion	Kühlmittel am Reaktor-austritt	Dampfzustand vor Turbine	Netto-wirkungs-grad
Einheit	t	%	GWd/tSM[a]	kW/kg	MWth/kg	kW/l		°C; bar	°C; bar	%
Druckwasserreaktor[b]	103	3,5	40,0	36,5	1,0	93	0,5	326; 158	280; 65	33,0[c]
Siedewasserreaktor[d]	135	3,14	36,0	28,4	0,9	56,8	0,5	286; 71	283; 67	32,5[c]
Fortgeschrittener gasgekühlter Reaktor (AGR)[e]	110	2,69	20,4	13,6	0,5	2,7	0,4	675; 41,4	538; 160	41,7
Hochtemperatur-Reaktor (HTR)[g]	0,3 (U), 6,6 (Th) 7,9 $(U+Th)O_2$	93,0	109,0	94,9 $(U+Th)O_2$	2,7	6,0	0,5	750; 39	530; 177	40,0[f]
schneller natriumgekühlter Brüter (SNR)[h]	31,5 $(U+Pu)O_2$	14,9 (Pu)	44,0 $(U+Pu)O_2$	95,2 $(U+Pu)O_2$	0,6	280	1,2	545; 5,4	487; 177	42,0

[a] GWd/tSM = Gigawatt-Tage (24 Mio. kWh) je t Schwermetall (Uran und Plutonium).
[b] 1 300 MWe, Konvoi.
[c] mit Kühlturm
[d] 1 300 MWe, KRB II.
[e] 560 MWe, Hartlepool 1.
[f] Trockenkühlung
[g] 300 MWe, THTR.
[h] 1 240 MWe, Superphénix.

Quellen: Nuclear Engineering International: *World Nuclear Industry Handbook 1993* und für Superphénix: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 35. Jg. (1985), Heft 12, S. 892 ff.

päischen Raum sind davon insbesondere die Arbeiten zum Konzept des *European Fast Reactor (EFR)*, einer gemeinsamen Entwicklung von Großbritannien, Frankreich, Deutschland sowie von Italien und Spanien, betroffen. Die Gründe für den Abbruch dieser Entwicklung liegen teilweise im nationalen Bereich dieser Länder. Hinzu kommt die derzeit grundsätzlich fehlende wirtschaftliche Notwendigkeit für diesen Reaktortyp. Der jetzt vorhandene und auch für die nächste Zeit zu erwartende Überschuß an Plutonium und nicht sein Mangel bereitet derzeit Probleme.

EFR: European Fast Reactor

Brüter-Kraftwerke werden nur noch in Frankreich, Rußland und Japan, wo der MONJU (280 MWe) 1994 in Betrieb gehen soll, betrieben sowie eine kleine Anlage (FBTR, 13 MWe) in Indien. In Großbritannien wird der Prototyp Fast Reactor (PFR, 270 MWe), der seit 1976 in Betrieb ist, 1994 vom Netz genommen.

MONJU

Wann die Weiterentwicklung der Brüter mit Zielrichtung auf ihren kommerziellen Einsatz zur Stromerzeugung wieder aufgenommen wird, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt völlig ungewiß.

In ähnlicher Situation und Ungewißheit über zukünftige Weiterentwicklung und Einsatz befindet sich der *Hochtemperaturreaktor*. Dieser Reaktortyp hat wegen seiner Eignung für die Erzeugung von Prozeßwärme und wegen seines fortschrittlichen Sicherheitskonzeptes ein allgemein anerkanntes, großes Entwicklungspotential. Für diese Reaktorlinie ergeben sich nicht nur in der Stromerzeugung Anwendungsmöglichkeiten, sondern auch vielfältige Einsatzgebiete bei der Kohlevergasung, bei der Bereitstellung von Synthesegas für die Chemie und den Treibstoffsektor sowie zur Wasserstoffproduktion. Mit dem Hochtemperaturreaktor ließe sich der *Energieverbund zwischen Kohle und Kernenergie* in technisch sinnvoller Weise realisieren.

Hochtemperaturreaktor

Kohle und Kernenergie

Die Realisierung dieser Ziele ist jedoch durch die Einstellung der Entwicklungsarbeiten für diese Reaktorlinie in Europa und USA zunächst auf einen unbestimmten Zeitpunkt verschoben worden. Nur in Japan wird die Entwicklung noch weitergeführt.

Die deutschen Hersteller – früher Siemens AG und ABB, danach ihr gemeinsames Tochterunternehmen HTR GmbH – hatten aufgrund der guten Erfahrungen aus dem langjährigen und zufriedenstellenden Betrieb des Versuchsreaktors AVR und aus dem Bau und der Inbetriebnahme des THTR eine fundierte Basis zur Entwicklung mehrerer HTR-Konzepte verschiedener Größe für unterschiedliche Einsatzgebiete.

Durch die Einstellung der Fördermittel für HTR-Arbeiten in Deutschland mußten auch diese Projekte, ohne daß sie zum Abschluß gebracht werden konnten, beendet werden.

Im Gegensatz zu den Spaltungsreaktoren sind Fusionsreaktoren noch auf voraussichtlich lange Zeit Zukunftsprojekte. Erst, wenn die zur Zeit laufenden oder in Planung befindlichen F&E-Projekte Ergebnisse geliefert haben werden, lassen sich konkrete Planungen für ein Fusionsreaktor-Kraftwerk durchführen.

2.7 Stillegung von kerntechnischen Anlagen

Von Jürgen Eßmann und Carsten Salander

2.7.1 Einführung

Stillegungs-erfahrungen

Stillegung und Beseitigung von ausgedienten Kernkraftwerken sind keine spezifisch deutschen Probleme, sondern stellen eine weltweit bis zum Jahr 2010 nach Schätzungen der IAEA rd. 250 Reaktoren betreffende Aufgabe dar[25,26]. In Deutschland sind z.Z. im wesentlichen nur einige kleinere Anlagen betroffen, sie liefern aber die wichtigen Erfahrungen für die später notwendige Stillegung der großen kommerziellen Kernkraftwerke. Die Bedeutung dieses Problems wird deutlich aus Abbildung 2.21, in der die in den kommenden Jahrzehnten stark steigenden Abfallmengen aus Stillegungen von Forschungs- und Leistungsreaktoren aufgetragen sind.

Stillegungs-abfälle von Kernreaktoren

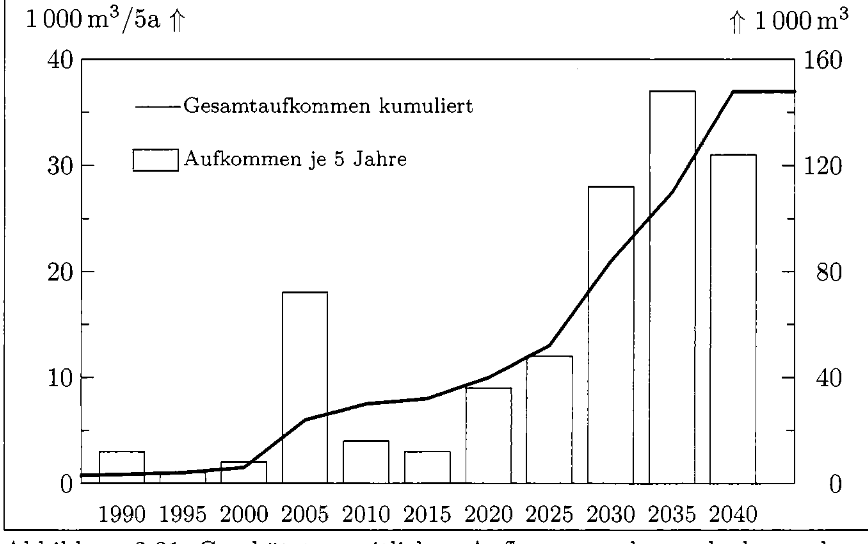


Abbildung 2.21: Geschätztes zeitliches Aufkommen der endzulagernden Stillegungsabfälle aus Forschungs- und Leistungsreaktoren in Fünfjahreszeiträumen bzw. kumuliert.
Quelle: S. Thierfeldt: *Stillegung und Rückbau kerntechnischer Anlagen, Erfahrungen und Perspektiven*, Bonn/Karlsruhe 1993.

Kraftwerks-abschaltung

In dem Maße, in dem kerntechnische Einrichtungen sich nämlich dem Ende ihrer bei der Auslegung der Anlage geplanten Lebensdauer nähern, steigt das Bedürfnis, Festlegungen über die Vorgehensweise bei der Stillegung bzw. beim Rückbau derartiger Anlagen zu treffen. Da aber auch die Phasen der Außerdienstnahme eines Kernkraftwerkes und erst recht die daran

[25] K. Komorowski und S. Meuresch: *Stillegung und Rückbau kerntechnischer Anlagen*, atw, Heft 4, 1995.

[26] S. Thierfeldt: *Stillegung und Rückbau kerntechnischer Anlagen – Erfahrungen und Perspektiven*, Bonn/Karlsruhe 1993.

anschließenden Phasen der Einschließung aller radioaktiven Betriebsstoffe und Komponenten sowie schließlich auch die der endgültigen Beseitigung der Anlage bis hin zur Wiederherstellung der »grünen Wiese« nach § 7 Abs. 3 AtG[27] genau so umfassende atomrechtliche Genehmigungen wie die Errichtung und der Betrieb einer kerntechnischen Anlage zur Voraussetzung haben, haben die Betreiber von Kernkraftwerken bereits frühzeitig[28] damit begonnen, sorgfältige technische Planungen für die einzelnen Arbeitsschritte beim Rückbau und der Beseitigung solcher Anlagen durchzuführen. Dieses war umso erforderlicher, als es einerseits notwendig ist, die für Stillegung und Beseitigung aufzubringenden Kosten während des Kraftwerksbetriebes zu erwirtschaften und als Rückstellungen für die Durchführung der Arbeiten festzulegen. Andererseits muß aber auch bereits im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für Errichtung und Betrieb eines Kernkraftwerkes nachgewiesen werden, daß die spätere ordnungsgemäße Stillegung und Beseitigung ohne Belastung für die Allgemeinheit möglich ist. Diese beiden Voraussetzzungen erfordern aber eine detaillierte Analyse der entsprechenden technischen Arbeiten.

atomrechtliche Genehmigung

finanzielle Rückstellungen

2.7.2 Technische Planung

Bereits Ende der 70er Jahre wurde deshalb von den deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen die *NIS Ingenieurgesellschaft mbH* damit beauftragt, anhand der *Referenzkernkraftwerke Brunsbüttel* (800 MWe Siedewasserreaktor) und *Bibis A* (1 200 MWe Druckwasserreaktor) die Durchführbarkeit, Technik und Verfahren für die Stillegung ausgedienter Kernkraftwerke zu untersuchen und zu bewerten[29,30]. Dabei konnte und kann[31] gezeigt werden, daß mit den heute verfügbaren Techniken, die in einigen Fällen lediglich modifiziert, d.h. den spezifischen Erfordernissen angepaßt werden müssen, alle erforderlichen Maßnahmen durchgeführt werden können. Eine spezielle Auslegung der Anlagen für die Stillegung ist demnach nicht erforderlich. Dies gilt gleichermaßen auch für die Beseitigung der Bauteile des Primärkreislaufs, die aufgrund des vorangegangenen Betriebs kontaminiert und teilweise aktiviert sind. Auch die dafür notwendigen Verfahren, die zum

Stillegungstechnik

Beseitigung kontaminierter Bauteile

[27] AtG: *Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren* in der Fassung vom 15. Juli 1985, BGBl. I, S. 1565 ff, zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes zur Änderung des Bürgerlichen Gesetzbuches und anderer Gesetze vom 14. März 1990, BGBl. I, S. 478.

[28] D. Brosche und J. Eßmann: *Untersuchungen zur Stillegung von Kernkraftwerken als Vorsorgemaßnahme der Elektrizitätsversorgungsunternehmen*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 10, Oktober 1981.

[29] G. Watzel, I. Auler, B. Bröcker, G. Thalmann, J. Vollradt: *Stillegung von Kernkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland nach Ende ihrer Einsatzdauer*, VDI-Berichte Reihe 15, Nr. 18, VDI-Verlag Düsseldorf 1981.

[30] G. Watzel, J. Vollradt, J. Eßmann, Mittler, G. Lukacs, Petrasch: *Technik und Kosten bei der Stillegung von Kernkraftwerken nach Ende ihrer Einsatzzeit*, VDI-Berichte Reihe 15, Nr. 52, VDI-Verlag Düsseldorf 1987.

[31] Die Referenzuntersuchung wird in etwa 5jährigem Abstand fortgeschrieben, um neueste Erfahrungen zu berücksichtigen.

Teil aus Strahlenschutzgründen eine fernbediente Arbeitsweise erfordern, sind auf dem Markt verfügbar. Somit ist die Stillegung zwar eine *innovative* aber *keine Hoch-Technik*. Die Erfahrungen, die beim Rückbau der Anlagen Gundremmingen A und Kahl gewonnen werden, bestätigen diese Aussagen. Dies auch vor dem Hintergrund, daß durch die Besonderheit der atomrechtlichen Situation die erforderliche Einsetzbarkeit der Arbeitsmethoden im Genehmigungsverfahren nachzuweisen ist.

Minimierung der Strahlenbelastung

Oberstes Ziel einer jeden Stillegung von kerntechnischen Anlagen ist natürlich die Minimierung der Strahlenbelastung des eingesetzten Personals sowie eine möglichst weitgehende Reduzierung vor allem der radioaktiven Abfallmengen. Um rechtzeitig einen Überblick über die zukünftig anfallenden Massen an diesen Stillegungsabfällen, für die eine Endlagerkapazität erforderlich ist, zu erhalten, wurden die in der oben erwähnten Untersuchung ermittelten Werte zugrunde gelegt. Dabei ergab sich, daß etwa 92 % der gesamten Stillegungsmasse eines Kernkraftwerkes einschließlich der zugehörigen Gebäude wiederverwendet oder als nichtradioaktiver Abfall endgelagert werden können. Ein weiterer Anteil von rund 6 % kann nach geeigneter Behandlung und Dekontamination wiederverwendet werden, und lediglich etwa 2 % müssen schließlich als radioaktiver Abfall der Endlagerung zugeführt werden.

Wiederverwendbarkeit

Um Möglichkeiten für die Optimierung der Stillegungsverfahren zu entwickeln und vergleichen zu können und um den EVU die Entscheidungsfreiheit in Abhängigkeit von der weiteren Nutzung des Standortes zu ermöglichen, wurden in den Untersuchungen von vorn herein zwei Alternativen behandelt:

1. Stillegung in drei Schritten: zunächst Vorbereitung für ein längere Pause nach Betriebsende, dann »sicherer Einschluß« für ca. 30 Jahre und schließlich Abbau der Anlage.
2. Unmittelbare Beseitigung der Anlage nach endgültigem Abschalten.

Stillegungsvarianten

Innerhalb jeder dieser Alternativen gibt es wiederum unterschiedliche Varianten im Detail des zeitlichen Ablaufes, abhängig von der jeweils spezifischen Situation des einzelnen Kraftwerkes. So kann z.B. auch in Alternative 1 durchaus schon frühzeitig mit dem Abriß von nicht radioaktiv kontaminierten Gebäudeteilen begonnen werden, sofern diese nicht für die Aufrechterhaltung der Sicherheit der Anlage erforderlich sind. Insgesamt muß aber für diese Variante ein Zeitraum von fast 50 Jahren veranschlagt werden.

Andererseits können in Alternative 2 Gebäudeteile bestehen bleiben, wenn sie für den Betrieb eines weiteren Kernkraftwerkes am gleichen Standort nützlich sind, z.B. als Zwischenlager für radioaktive Abfälle. Unabhängig davon muß für diese Variante ein Mindestzeitraum von 14 Jahren vorgesehen werden.

nachbetriebliche Stillegungs-vorbereitung

Beiden Varianten geht eine etwa zwei- bis dreijährige Phase der nachbetrieblichen Stillegungsvorbereitungszeit voraus, in der die Entsorgung der ausgedienten Brennelemente und der Abtransport der meisten beweglichen Betriebsstoffe und radioaktiven Abfälle stattfindet. Im Gegensatz zu der durch eine separate Genehmigung geregelte Stillegungsphase läuft

diese Vorbereitungszeit noch unter der Betriebsgenehmigung ab. Auch bleiben alle Sicherheits- und Wärmeabfuhrsysteme in Betrieb mit dem dadurch bedingtem Erfordernis der Aufrechterhaltung einer zahlen- und qualifikationsmäßig ausreichenden Betriebsmannschaft. Diese Zeit wird allerdings auch mindestens benötigt für die Erlangung der Stillegungsgenehmigung durch die zuständige Behörde.

2.7.3 Kostenanalysen

Für die Rückstellung der erforderlichen finanziellen Mittel zur Durchführung der Stillegung sowie auch für eine diesbezügliche Entscheidung bei der Notwendigkeit einer vorzeitigen Stillegung ist eine möglichst genaue Kostenanalyse erforderlich. Um alle dabei relevanten Kosten zu erfassen, wurde im Rahmen der Untersuchung das Computerprogramm *STILLKO*[32] entwickelt. In diesem Programms werden alle für die Stillegung erforderliche Eingangsdaten zusammengestellt und analysiert und auf deren Basis sodann die Daten und Zahlen für den Zeitplan, das benötigte Personal, die erforderlichen Lagerkapazitäten und Massenströme, die strahlenschutzmäßigen Bedingungen und schließlich die anfallenden Kosten ermittelt.

Kostenanalysen

In Tabelle 2.17 sind die Ergebnisse der Kostenanalyse für die beiden oben erläuterten Alternativen für die zwei Referenzkraftwerke wiedergegeben. Wie aus dieser Tabelle ersichtlich, differieren die Kosten für die beiden Alternativen nicht erheblich voneinander. Darüberhinaus wird deutlich,

[32] STILLKO = Stillegungs-Kostenanalyse.

Tabelle 2.17: Zeitplan, Kollektivdosis und Kosten (Preisbasis Dezember 1993) für die Stillegung eines 800 MWe SWR- und 1 200 MWe DWR-Kernkraftwerkes für die Alternativen »sofortiger Abriß« und »Abriß nach 30 Jahren«

	sofortiger Abriß		Abriß nach 30 Jahren	
	SWR	DWR	SWR	DWR
Zeitbedarf	.... Monate			
– Planungszeit	48	48	48	48
– kerntechn. Abriß	72	67	64	64
– Gebäudeabriß	32	40	32	40
Kollektivdosis	.... Mann-Sievert			
	16	9	10	6,3
Kosten	.... Mio. DM			
– sicherer Einschluß			68	64
– Abriß	684	525	568	464
– Gesamtkosten	684	525	636	528

Stillegungs-alternativen

Stillegungskosten

daß die Stillegungskosten nur etwa 10 bis 15 % der Errichtungkosten eines Kernkraftwerks[33] ausmachen und deshalb keinen wesentlichen zusätzlichen Kostenfaktor während der Betriebszeit des Kraftwerkes darstellen.

2.7.4 Stillegung von Kernkraftwerken

Die insgesamt in Deutschland bisher für die Stillegung anstehenden Kernkraftwerke sind in Tabelle 2.18 aufgelistet. Bei den meisten der in dieser Tabelle aufgeführten Kernkraftwerken liegen spezifische Verhältnisse vor, die nicht unbedingt mit den in der Stillegungsstudie zugrunde gelegten Verhältnissen übereinstimmen. Z.B. haben nur das kleine Kernkraftwerk VAK in Kahl, das Kernkraftwerk Rheinsberg und einige der Reaktoren in Lubmin bei Greifswald sowie das Kernkraftwerk Würgassen annähernd solche Betriebsdauern erreicht, die zumindest in die Größenordnung der für die großen Kraftwerke geplanten Betriebszeiten kommt. Dennoch liefern auch die Arbeiten zur Stillegung der frühen Kernkraftwerke mit teilweise nur sehr kurzen Betriebszeiten wertvolle Hinweise und Grundlagen für die späteren Aktivitäten an den großen kommerziellen Kraftwerken.

Die neun Kernkraftwerke russischer Bauart in Rheinsberg und Lubmin bei Greifswald, die, soweit sie bereits in Betrieb waren, kurz nach der deutschen Einigung endgültig vom Netz genommen wurden, stellen insofern Son-

[33] Preisbasis 1993.

stillgelegte Kernkraftwerke

Tabelle 2.18: Übersicht und technische Daten von in Deutschland stillgelegten Kernkraftwerken

Name	Standort	Typ	Leistung MWe	Betriebsjahre	Zustand der Stillegung
AVR	Jülich	HTR	15	1960–85	sich. Einschl.
VAK	Kahl	SWR	16	1961–85	Teilrückbau
KNK	Karlsruhe	SBR	20	1977–90	sich. Einschl.
HDR	Karlstein	SWR	25	1969–71	sich. Einschl.
MZFR	Karlsruhe	DWR	58	1965–84	sich. Einschl.
KKR	Rheinsberg	DWR	70	1966–90	vollst. Rückbau
KKN	Niederaichbach	GSMR[a]	106	1972–74[b]	vollst. Rückbau
KRB A	Gundremmingen	SWR	250	1966–77	Teilrückbau
KWL	Lingen	SWR	254	1968–77	sich. Einschl.
THTR	Hamm-Uentrop	HTR	308	1983–89	sich. Einschl.
KGR 1–5	Greifswald[c]	DWR	440	1966–90	vollst. Rückbau
KWW	Würgassen	SWR	670	1971–95	abgeschaltet

[a] Gasgekühlter Schwerwasser-moderierter Druckröhrenreaktor.
[b] Während der gesamten Betriebsphase war KKN nur für 18 Vollasttage in Betrieb.
[c] Von den insgesamt acht Reaktorblöcken am Standort Lubmin bei Greifswald waren nur vier während der angegebenen Zeitdauer in Betrieb, Block Nr. 5 befand sich zum Zeitpunkt des Stillegungsbeschlusses in der Erprobungsphase und die Blöcke 6 bis 8 waren noch im Bau.

derfälle dar, als eine Aufrüstung auf den nunmehr in ganz in Deutschland gültigen Sicherheitsstandard nur bedingt technisch machbar aber wirtschaftlich nicht zu vertreten gewesen wäre. Da diese Kraftwerke im Gegensatz zu den kleinen westdeutschen Kernkraftwerken nicht von deutschen EVU betrieben wurden, sind die bundeseigenen Energiewerke Nord (EWN) als Eigentümerin der Anlagen selbst für die ordnungsgemäße Stillegung verantwortlich, erhalten jedoch beratende Unterstützung zur Erstellung einer geeigneten Stillegungsstrategie und zur Erfassung der relevanten Kosten. Dabei wird das Stillegungsprojekt Greifswald, das derzeit auf rd. 5 Mrd. DM veranschlagt wird, das derzeit größte derartige Unternehmen in Europa sein.

Stillegung Kernkraftwerke Greifswald

Ein anderes, für die Entwicklung von für die Stillegung geeigneten Verfahren wichtiges Projekt war die am 17. August 1995 mit der Herstellung der »grünen Wiese« beendete Beseitigung des ehemaligen Kernkraftwerkes KKN bei Niederaichbach, einem in den Jahren von 1966 bis 1972 im Rahmen vor allem des dritten Atomprogramms der Bundesrepublik Deutschland von der Firma Siemens AG errichteten CO_2-gekühlten und mit schwerem Wasser moderierten Druckröhrenreaktor. Obwohl dessen Leistung mit 100 MWe deutlich geringer als diejenige der großen Leistungsreaktoren war und die tatsächliche Betriebsdauer nur 18 Vollasttage innerhalb von zwei Jahren betrug, war aufgrund der Radioaktivität der Bauteile des den Reaktorkern umgebenden Bereiches und des Primärkreislaufes eine fernbediente Demontage dieser Anlagenbereiche erforderlich.

Stillegung Kernkraftwerk Niederaichbach

Nach endgültigem Abschalten des Kernkraftwerkes im Jahre 1974 schloß sich aber zunächst eine etwa 12jährige Phase des sicheren Einschlusses an mit Kosten, die in dieser Zeit von 0,4 Mio. DM auf 1 Mio. DM pro Jahr anstiegen. Erst, nachdem dann die Genehmigung zum Abbau des Kraftwerkes im Juli 1987 erteilt worden war, konnte die eigentliche Demontage, aufgeteilt in drei Phasen, beginnen. Hierzu beauftragte das *Forschungszentrum Karlsruhe* die Arbeitsgemeinschaft *Noell*, Würzburg und *NIS Ingenieurgesellschaft mbH*, Hanau mit den vorbereitenden Arbeiten und der endgültigen Beseitigung des Kraftwerkes. Abbildung 2.22 zeigt als ein Beispiel für die aufwendigen fernbedienbaren Apparate einen für den Einsatz vielfältiger Werkzeuge geeigneten Drehmanipulator.

Die bei der Endbeseitigung des KKN entstandenen Reststoffe sowie deren Behandlung und Entsorgung setzen sich im wesentlichen folgendermaßen zusammen:

- 522 t aktivierter Stahl aus dem eigentlichen Reaktor (Moderatortank) mit Einbauten, der in 139 speziellen Transport- bzw. Endlagercontainern fernbedient verpackt und im Forschungszentrum Karlsruhe konditioniert und zwischengelagert wird. Das Aktivitätsinventar betrug ca. $8,4 \times 106$ MBq;
- etwa 1 956 t eingeschränkt wiederverwertbare Stoffe, d.h. überwiegend Stahlschrott aus geringfügig kontaminierten Leitungssystemen, Behältern, Hilfseinrichtungen usw. Dieser Schrott wurde eingeschmolzen, damit teilweise gereinigt und für die kontrollierte Wiederverwertung als Abschirmmaterial für ein Höhenstrahlexperiment des Forschungszentrums Karlsruhe bereitgestellt;

Manipulator für fernbediente Demontage am KKN

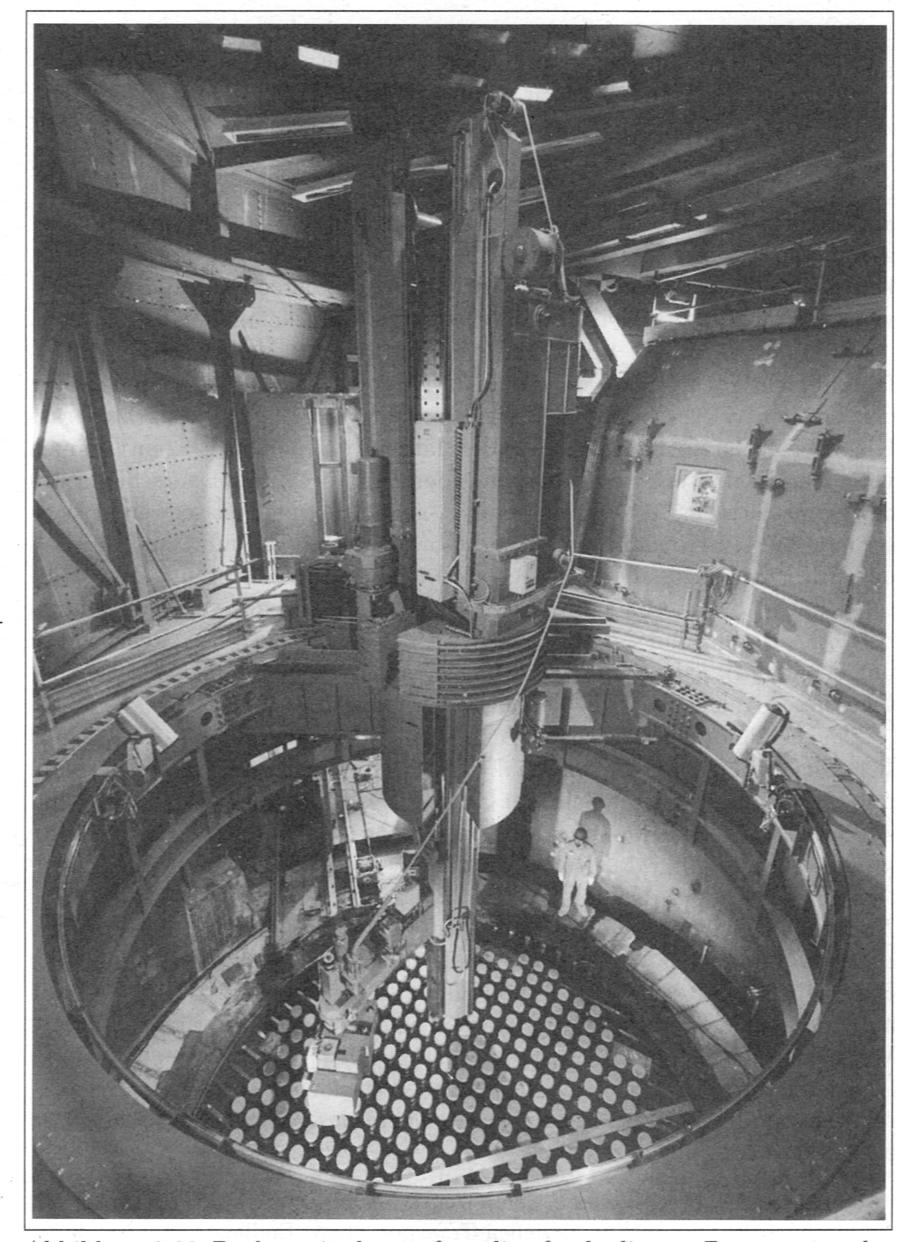


Abbildung 2.22: Drehmanipulator für die fernbediente Demontage des KKN-Reaktors bei Niederaichbach.
Photo: Arbeitsgemeinschaft Noell/NIS.

- rund 890 t leicht aktivierter Beton von der bis zur Tiefe von etwa 60 cm aktivierten Innenschicht des sogenannten biologischen Schildes und der bis zur Tiefe von ca. 30 cm aktivierten angrenzenden Baustrukturen;
- sowie insgesamt etwa 75 000 t konventioneller Bauschutt aus dem Abbruch der Gebäude, die zu zwei Dritteln als Füllmaterial für die entstandene Bau-



Abbildung 2.23: Der Gedenkstein für das ehemalige Kernkraftwerk Niederaichbach nach Demontage und vollständiger Beseitigung auf der »grünen Wiese«.
Photo: C. Salander.

KKN-Gedenkstein auf »grüner Wiese«

grube und zu einem Drittel beim Waldwegebau benachbarter Gemeinden wiederverwendet wurden.

Durch entsprechende Vorsorgemaßnahmen konnten die Abgaben von Radioaktivität an die Umwelt während der Abbauarbeiten außerordentlich gering gehalten werden. Im Durchschnitt lagen die Emissionen im Bereich von Promillen bis allenfalls wenigen Prozenten der genehmigten Monatsgrenzwerte. Lediglich die Tritiumabgaben bewegten sich im Durchschnitt bei etwa 15 %

des allerdings sehr niedrigen Genehmigungswertes, schöpften diesen aber nur in einem Falle nahezu aus.

radiologische Belastung bei Stillegung

Ähnlich günstig lagen die Verhältnisse auch hinsichtlich der radiologischen Belastung des an der Demontage direkt beteiligten Personals: im Durchschnitt lag diese Belastung unter einem Milli-Sievert (mSv) pro Mann und Jahr und damit unter 2 % des nach der Strahlenschutzverordnung zulässigen Grenzwertes von 50 mSv/a.

Rückgabe als »grüne Wiese«

Mit diesen Arbeiten am KKN Niederaichbach wurde bewiesen, daß es grundsätzlich möglich ist, ein Kernkraftwerk nach Beendigung seiner Lebensdauer wieder vollständig zu demontieren und zu beseitigen, so daß das Grundstück an den ursprünglichen Eigentümer, Bayernwerk AG, mit einem Gedenkstein auf der »grünen Wiese« zurückgegeben werden konnte (s. Abbildung 2.23).

2.7.5 Stillegung von Forschungsreaktoren

Stillegung von Forschungsreaktoren

Im Prinzip unterscheidet sich die Stillegung von Forschungsreaktoren nicht von derjenigen von Kernkraftwerken. Lediglich in zwei Aspekten treten Abweichungen auf: zum einen ist das Verhältnis der Masse von endzulagerndem radioaktiven Abfall zu der Masse von wiederverwertbarem oder nach Behandlung freizugebendem Abfall bei gleichzeitig insgesamt geringerem Volumen wesentlich größer, zum anderen kann ein Forschungsreaktor die Kosten für seine Stillegung nicht selbst erwirtschaften, da seine *Produkte* ja nicht Kilowattstunden, sondern Forschungsergebnisse sind.

Demzufolge wurden für die Stillegung dieser Reaktoren auch keine Rückstellungen gebildet, sondern die erforderlichen finanziellen Mittel müssen im Rahmen der Haushaltsansätze des Bundesministeriums für Forschung und Technologie oder der Bundesländer aufgebracht werden. Zu den solchermaßen zwischenzeitlich endgültig abgeschalteten und entsprechend stillzulegenden Reaktoren zählen in den Forschungszentren bzw. Universitäten die Reaktoren FR 2 (44 MWth) in Karlsruhe, FRJ-1 (MERLIN, 10 MWth) in Jülich, FRG-2 (15 MWth) in Geesthacht, RFR (10 MWth) in Rossendorf bei Dresden, FRN (1MWth) in Neuherberg bei München, FRF-2 (1MWth) in Frankfurt sowie schließlich auch der ehemalige Schiffsreaktor FDR (38MWth) des Kernenergieforschungsschiffes NS »Otto Hahn«.

2.7.6 Stillegung kerntechnischer Einrichtungen

Stillegung von Anlagen des Brennstoffkreislaufs

Zu kerntechnischen Einrichtungen im Sinne dieses Kapitels zählen auch jene Anlagen, die dem Brennstoffkreislauf und der Behandlung radioaktiver Abfälle dienen. Dementsprechend sind die nachfolgend aufgeführten Anlagen zu betrachten:

- bergbauliche Anlagen zur Urangewinnung,
- Erzaufbereitungsanlagen,
- Urananreicherungsanlagen,
- Brennelementfabriken,

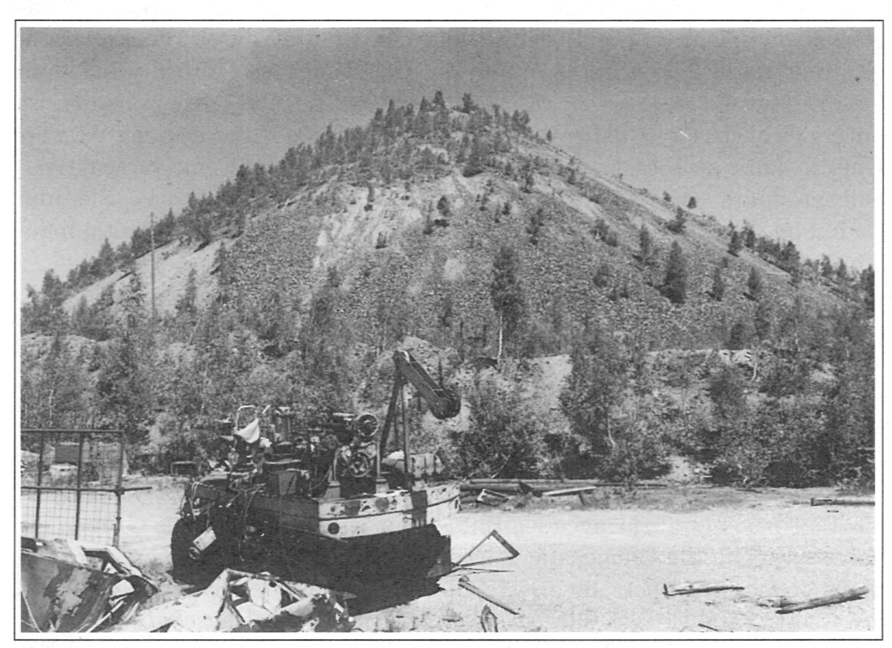
— Wiederaufarbeitungsanlagen,
— Zwischenläger für radioaktive Abfälle.

Es würde jedoch den Rahmen dieses Buches sprengen, wollte man alle die vorstehenden Anlagen betreffenden Stillegungsaktivitäten behandeln. Es seien deshalb nur die wichtigsten zwei exemplarisch betrachtet.

2.7.6.1 Das Sanierungsprojekt Wismut[34]

Sanierungsprojekt Wismut

Das wohl teuerste Stillegungsprojekt im wiedervereinigten Deutschland ist die auf 13 Mrd. DM veranschlagte Sanierung des Urangewinnungsgebietes der *Wismut* im Erzgebirge. Dort wurde seit dem 16. Jahrhundert Uran gewonnen, zunächst für über zwei Jahrhunderte lang beim Silberbergbau nur als Abraum, ohne zu wissen, was Uran eigentlich ist. Die seit 1990 eingeleitete vermutlich 10 bis 15 Jahre dauernde Sanierungsphase erfaßt dementsprechend auch diese älteren Abraumhalden, von denen eine auf Abbildung 2.24 gezeigt wird.



Abraumhalde im Bereich Wismut

Abbildung 2.24: Abraumhalde mit uranhaltigem Gestein im Bereich der Wismut GmbH.
Photo: C. Salander

Uranerzabbau im Erzgebirge

Der intensive Abbau der Uranerze im sächsischen und thüringischen Bereich des Erzgebirges setzte aber erst Ende der 40er Jahre ein, nachdem sowjetische Geologen das Gebiet auf Uranerz hin untersucht hatten, woraufhin der Uranerzabbau in den alten Produktionsstätten und Abraumhalden der

[34] Siehe auch: Bundesministerium für Wirtschaft: *Wismut – Stand der Stillegung und Sanierung*, BMWi-Dokumentation Nr. 335, Bonn 1993.

damaligen *Sachsenerz-Bergwerke AG* unter sowjetischer Leitung aufgenommen wurde. 1947 wurde sodann die *Sowjetische Aktiengesellschaft* (SAG) *Wismut* gegründet, die zur Abdeckung von Reparationsansprüchen die Produktion auf vollen Touren laufen ließ. Ab Januar 1954 wurde die Gesellschaft auf der Basis eines Regierungsabkommens zwischen der UdSSR und der DDR in die *Sowjetisch-Deutsche Aktiengesellschaft* (SDAG) *Wismut* umgewandelt, und als solche betrieb sie den Uranerzabbau nach mehrfacher Vertragsverlängerung bis zum 31. Dezember 1990. Mit einer Gesamtproduktion von 220 000 t Uran belegte die Wismut bis zu diesem Datum immerhin den 3. Platz in der Welturanproduktion hinter den USA und Kanada.

SDAG Wismut

Wismut GmbH

Umgewandelt in die *Wismut GmbH* hat die Gesellschaft nunmehr seit Dezember 1991 die Aufgabe, die Stillegung ihrer Anlagen und die damit verbundene Sanierung und Rekultivierung durchzuführen. Diese Aktivitäten, während der nur noch in einigen Bergwerken geringe Uranerzmengen abgebaut wurden, um die Sanierungsarbeiten zu ermöglichen, erstrecken sich über eine Fläche von insgesamt fast 37 km^2 mit 56 Tagesschächten, 48 Abraumhalden, 14 Schlammteichen, 111 km^2 Grubengebäuden und einem Tagebau von 160 ha[35]. Die Beeinflussung der Umwelt durch die Entwässerung der riesigen Bergwerke, durch die Belüftung der Gruben und durch die mit etwa 300 Mio m^3 zu veranschlagenden Erz- und Abraumhalden ist unvergleichlich. Es ist daher die vordringliche Aufgabe der jetzigen Wismut GmbH, dafür zu sorgen, daß nicht weiterhin Uran und seine radioaktiven Folgeprodukte sowie aber auch andere toxische Stoffe wie Arsen, Blei und Cadmium die Bäche und Flüsse sowie die Luft und den Boden kontaminieren.

Umweltbeeinflussung durch Uranbergbau

Konzepte für schrittweise Sanierung

Für diese Aufgaben hat die Wismut GmbH Sanierungskonzepte entwickelt, die in einem ersten Schritt darauf zielten, unmittelbare Gefahren wie z.B. die Verwehung radioaktiven Staubes und Ausgasung von Radon aus den Spülstränden der Schlammteiche zu verhindern. Erst danach konnten in weiteren Schritten die Basisdaten für die Ermittlung tatsächlicher Gefährdungen durch radioaktive Strahlung und chemische Belastungen gewonnen werden. Schließlich sollen eines Tages alle Schlammteiche saniert, die Tagebaue mit abzutragenden Halden wieder verfüllt und die Gruben geflutet sein. Um die Effektivität aller Maßnahmen zu überwachen, wird ein umfangreiches Meßnetz im weiträumigen Umkreis der Sanierungsobjekte installiert. Parallel dazu führt das *Bundesamt für Strahlenschutz* (BfS) seit 1991 das Bundesprojekt »Radiologische Erfassung, Untersuchung und Bewertung bergbaulicher Altlasten (Altlastenkataster)« durch[36]. Zwar konnten aufgrund dieser Messungen rund 70 bis 80 % der Halden und Schürfen als unbedenklich für die in der Nähe wohnende Bevölkerung eingestuft werden, aber in Gebieten des Uranbergbaus treten doch in Einzelfällen sehr

[35] Für weitere Details siehe: W. Runge und J. Böttcher: *Stillegung und Sanierung des ostdeutschen Uranerzbergbaus*, atomwirtschaft 39, Nr. 3, 1994.

[36] Bundesamt für Strahlenschutz: *Radiologische Erstbewertung abgeschlossen*, BfS-Pressemitteilung 14/94, Salzgitter 1994.

hohe Radonkonzentrationen mit Werten bis zu 10 000 Bq/m^3 in Gebäuden auf.

2.7.6.2 Die Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe

Als zweite Anlage des Brennstoffkreislaufes soll die in Stillegung befindliche *Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe* (WAK) betrachtet werden, in der in den knapp 20 Jahren von 1971 bis 1990 rund 207 t Uran in ausgedienten Brennelementen aus deutschen Kernkraftwerken und dem Reaktor des Kernenergieforschungsschiffes NS »Otto Hahn« mittels des PUREX-Prozesses[37] wiederaufgearbeitet worden sind. Dabei wurden nicht nur das noch wiederverwendbare Uran, sondern auch insgesamt etwa 1 165 kg Plutonium gewonnen.

Stillegung der Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe

Die Kosten für den mit einem Zeitraum von 12 Jahren bis zum Jahr 2005 angesetzten, bis zur »grünen Wiese« geplanten Rückbau dieser Anlage, die 1993 auf etwas über 2 Mrd. DM und – infolge von Verzögerungen – Anfang 1995 auf 3,4 Mrd. DM geschätzt wurden, fallen in den Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) mit einer Beteiligung des Sitzlandes Baden-Württemberg. Die Beteiligung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen daran ist auf 1 Mrd. DM festgesetzt, wodurch die Tatsache berücksichtigt wird, daß während der Betriebszeit der WAK etwa die Hälfte der wiederaufgearbeiteten Brennelemente aus kommerziellen Kernkraftwerken der EVU stammten. Darüberhinaus hatte die Anlage lange Zeit einen Pilotcharakter für die Erprobung von Verfahren für die große deutsche Wiederaufarbeitungsanlage, deren Planung und Errichtung aber 1989 eingestellt wurde.

Stillegungskosten WAK

Nachdem der Betrieb der WAK am 31. Dezember 1990 endgültig eingestellt worden war, wurden die Unterlagen für die Stillegungsgenehmigung erarbeitet und am 22. März 1993 die 1. Teilstillegungsgenehmigung erteilt. Seither wurde auf der Basis der im Detail vorliegenden Planung für den Rückbau der WAK damit begonnen, zunächst Anlagen und Gebäude zu dekontaminieren. Ab 1996 sollen dann die eigentlichen Abbauarbeiten beginnen. Insgesamt werden beim Rückbau der WAK an radioaktiven Reststoffen ca. 1 500 t metallischer Abfälle und ca. 3 000 m^3 Bauschutt anfallen, die letztlich, untergebracht in ca. 1 150 Abfallcontainern, ein Endlagervolumen von rund 8 625 m^3 beanspruchen werden.

Abfallmengen beim Rückbau der WAK

Um das Jahr 2000 sollen die etwa 80 m^3 des noch in einem Nebengebäude der Anlage in Form von aufkonzentriertem flüssigen, die hochradioaktiven Spaltprodukte enthaltenden Abfalls (HAWC)[38] mit einer spezifischen Aktivität von ca. $1,4 \times 10^{13}$ Bq/l und einer Wärmeleistung von ca. 1,2 W/l nach Errichtung einer speziellen Abfüllstation nach Dessel in

[37] Der PUREX-Prozeß ist ein chemisches Extraktionsverfahren, ähnlich den bei der normalen Erzaufbereitung eingesetzten Verfahren. PUREX steht ursprünglich für Plutonium-Uranium-Reduction-Extraction, wird heute aber häufig auch von Plutonium-Uranium-Recovery by Extraction hergeleitet.

[38] HAWC = Highly Active Waste Concentrate = Hochaktives Abfallkonzentrat.

Belgien zur PAMELA[39] transportiert werden. Die Anlage PAMELA, in der die flüssigen hochradioaktiven Spaltproduktlösungen verglast und in verschweißte Edelstahlbehälter eingebettet werden, wurde in den 80er Jahren von der Deutschen Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH (DWK) errichtet. Ab 1986 wurden in ihr fast 850 m³ von hochradioaktivem flüssigen Abfall, der aus der Wiederaufarbeitung ausgedienter Brennelemente in der europäischen Wiederaufarbeitungsanlage Eurochemic stammte, solchermaßen verfestigt und damit endlagerfähig gemacht.

Verglasung der Spaltproduktlösungen

2.8 Kerntechnik in Ausbildung und Berufsverbänden

von Jürgen Knorr und Carsten Salander

2.8.1 Beginn der kerntechnischen Ausbildung in Deutschland

Als es in der Folge der Wiederherstellung der Souveränität der Bundesrepublik Deutschland ab dem 5. Mai 1955 wieder möglich wurde, Kerntechnik an Hochschulen und Universitäten zu lehren und in der Industrie und an Forschungsinstituten auf diesem Gebiet zu arbeiten, gab es schnell einen kurzfristig enorm wachsenden Bedarf an kerntechnisch ausgebildetem Personal. Die ersten Aktivitäten zur Erfüllung dieses Bedarfs wurden an Universitäten und Technischen Hochschulen begonnen, regelmäßig unter Leitung von Professoren und Fachleuten wie E. Bagge, W. Heisenberg, K. Wirtz und anderen, die nach der Entdeckung der Kernspaltung durch O. Hahn und F. Straßmann während der Jahre des 2. Weltkrieges an den deutschen Projekten eines Reaktors mit selbsterhaltender Kettenreaktion gearbeitet hatten[40,41,42]. Kurz darauf wurden deren Arbeiten und Vorlesungen ergänzt durch Aktivitäten von deutschen Wissenschaftlern, die in den Jahren bis 1955 im Ausland tätig waren und dort an kerntechnischen Projekten mitgearbeitet hatten oder zumindest Vorlesungen von Kollegen hören bzw. die entsprechende Fachliteratur kennen lernen konnten.

Bedarf an kerntechnischem Personal

Es ist demzufolge nicht verwunderlich, daß die kerntechnische Ausbildung an deutschen Hochschulen mit Beginn des »Atoms for Peace«-Programms und der Übermittlung umfassender Kenntnisse auf diesem Gebiet im Gefolge der 1. Genfer Atomkonferenz[43] eine große Zahl junger in Ausbildung befindlicher Menschen Interesse an kernphysikalischen oder -technischen Arbeitsgebieten fand und nach Abschluß ihrer Ausbildung in entsprechende berufliche Positionen strebten. Diesem Begehren kam ent-

1. Genfer Atomkonferenz

[39] PAMELA = Pilotanlage Mol zur Erzeugung lagerfähiger Abfälle.

[40] E. Bagge, K. Diebner und K. Jay: *Von der Uranspaltung bis Calder Hall*, Hamburg 1957.

[41] T. Powers: *Heisenbergs Krieg – Die Geheimgeschichte der deutschen Atombombe*, Hamburg 1993.

[42] W. Menge: *Vom Ende der Unschuld*, Berlin 1991.

[43] 1. Internationale Konferenz über die friedliche Verwendung der Atomenergie.

gegen, daß in Deutschland nach einer kurzen Phase der Diskussion von Repräsentanten der Bundes- und Länderregierungen, der Hochschulen oder der interessierten Firmen Forschungszentren gegründet wurden, die einen großen Bedarf an qualifiziertem Personal benötigten.

Gründung der Kernforschungszentren

2.8.2 Heutiger Stand des Faches Kernenergie

Auch heute braucht Deutschland hochqualifizierte und engagierte Fachleute denen der Umgang mit Strahlung und den energiefreisetzenden Kernumwandlungsprozessen von der Gesellschaft anvertraut wird. Das Vorhandensein solcher Fachleute ist zwar keine hinreichende, aber doch *die* notwendige Bedingung für die Nutzung der Kernkraft. Die Verfügbarkeit und Verwendung von Kerntechnikern wird letztlich durch das gesellschaftliche Umfeld im weitesten Sinne bestimmt.

Bedarf an Kernenergie-Fachleuten

Die Ausübung einer kerntechnischen Tätigkeit ist allerdings an einen berufsqualifizierenden Abschluß und Zusatzprüfungen gebunden, die dem einzelnen die Fachkunde bescheinigen. Zu diesem Ziel führen verschiedene Ausbildungspfade. Einer davon läuft über ein entsprechendes Hochschulstudium.

Hochschulstudium Kerntechnik

Die Kerntechnik besitzt einerseits viele Wurzeln und sie hat andererseits viele eigenständige Teildisziplinen entwickelt. Hervorgegangen aus den klassischen Gebieten Physik, Chemie und Mathematik, haben viele andere etablierte Disziplinen zur Ausformung dieses Wissenschaftsgebietes beigetragen. Traditionell werden daher die Basisfächer der Kerntechnik an den Fakultäten Mathematik und Naturwissenschaften, Maschinenwesen, Elektrotechnik und Elektronik, Wirtschaftswissenschaften und Medizin der Universitäten und Technischen Hochschulen gelehrt.

Das Spektrum kerntechnischer Spezialdisziplinen reicht heute von den kernphysikalischen Grundlagen über Reaktortechnik, Reaktorsicherheit, Reaktorwerkstoffe, Errichtung und Instandhaltung, Kernbrennstoffzyklus, Leittechnik, Strahlenschutzphysik, Isotopen- und Strahlentechnik, um nur die wichtigsten zu nennen, bis hinein in die nuklearmedizinische Diagnostik und Therapie. Charakteristisch ist dabei der interdisziplinäre Ursprung und die fortbestehende, inhärent notwendige interdisziplinäre Verflechtung.

Dennoch, oder vielleicht gerade darum hat es die Kerntechnik noch immer schwer mit der Anerkennung als eigenständiger Wissenschaftszweig, woraus schließlich auch Probleme für die Stellung der kerntechnischen Ausbildung an den deutschen Hochschulen resultieren.

Kerntechnik als eigenständiger Wissenschaftszweig

Obwohl die kerntechnischen Teildisziplinen mittlerweile einen hohen Entwicklungsstand erreicht haben, glauben heute viele, daß man Kerntechnik nicht zu studieren brauche, sondern nach dem Studium eines klassischen Grundlagenfaches das notwendige Kerntechnikwissen durch die Berufspraxis erhalten könne. Diese Auffassung rührt zum Teil daher, daß viele der heute noch tätigen Experten selbst nie Kerntechnik studiert hatten, weil es diese Studienrichtung zu ihrer Zeit einfach noch gar nicht gab. Dagegen ist jedoch festzustellen, daß sich die Kerntechnik bis heute zu einem so

großen und mit vielen Unterbereichen gestalteten Spezialgebiet entwickelt hat, daß man nicht nur den Stand von Wissenschaft und Technik seines Spezialgebietes kennen, sondern auch über ausreichende Kenntnisse in der Breite verfügen muß, um an der Lösung komplexer Aufgaben mitarbeiten zu können. Das dafür erforderliche hohe Qualifikationsniveau und übergreifende Systemdenken setzt aber eine gründliche Ausbildung an Fach- oder Hochschulen voraus.

2.8.3 Ausbildungsrichtungen

zahlenmäßiger Bedarf an Kerntechnikern

Um die Bedarfsstrukturen für kerntechnisches Personal beurteilen zu können, müssen die folgenden Fragen beantwortet werden: Für wen ist auszubilden? Wer ist Nutzer von ausgebildeten Kerntechnikern? Welche Anforderungsprofile an die Ausbildung existieren? Wieviel Ingenieure, Physiker und sonstige Akademiker und Techniker sind vorhanden?

Zur Klärung dieser Fragen sind zunächst die möglichen Arbeitgeber für Kerntechniker aufzulisten:

- Kernkraftwerkshersteller und Zulieferer,
- Kernkraftwerksbetreiber und Firmen im Nuklearservice,
- Unternehmen des Brennstoffkreislaufes,
- Ministerien und Institutionen von Bund und Ländern,
- Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden,
- Sachverständigen- und Gutachterorganisationen,
- Kernforschungszentren,
- Hersteller von Meßgeräten,
- Isotopenlaboratorien,
- Medizinische Diganostik und Therapie.

Arbeitsmarkt für Kerntechniker

Über Umfang und Aufnahmefähigkeit des Arbeitsmarktes für Kerntechniker liegen nur wenige Studien vor. 1973 wurde vom damaligen Bundesministerium für Forschung und Technologie BMFT eine Analyse der in der Kerntechnik Beschäftigten vorgenommen[44]. Damals waren von etwa 31 000 Beschäftigten 20 000 in der Industrie und 11 000 in Forschungszentren tätig. Von den insgesamt 4 400 Akademikern arbeiteten ca. 2 300 in den erfaßten Industrieunternehmen und 2 100 in den Kernforschungszentren. Im Vergleich zu 1969 war das Personal in der Industrie auf das Doppelte, das in den Zentren nur um 15 % gestiegen.

Eine 1994 beim Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung der Bundesanstalt für Arbeit in Nürnberg[45] in Auftrag gegebene Recherche mit folgenden Schwerpunkten:

- Arbeitsmarkt und Arbeitsmarktentwicklung,

[44] J. Rembser und H. Steininger: *Manpower in der deutschen Kernforschung und Kerntechnik*, atw, März 1974.

[45] Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung der Bundesanstalt für Arbeit: *Rechercheauftrag »Kernenergietechnik/Kerntechnik« der TU Dresden*, 1994.

— Berufsausbildung:

  - Beteiligte Institutionen,
  - Zahl der Absolventen von Hoch- und Fachschulen,
  - Zahl der Absolventen aus außeruniversitärer Erwachsenenbildung,

— staatlich finanzierte Forschungsprojekte zur Kerntechnik an Hochschulen,

brachte außer einer bereits bekannten Studie[46] leider kein Ergebnis zur Arbeitsmarkt- und Berufsentwicklung im Bereich Kernenergietechnik/Kerntechnik.

KTG-Nachwuchstagung 1994

1994 wurde deshalb eine erneute aktuelle Erhebung durchgeführt[47]. Zielgruppen dieser Umfrageaktion waren Kraftwerksbetreiber, Firmen, Organisationen, Hochschulen und Forschungseinrichtungen. Angeschrieben wurden über 200 Institutionen. Davon hat die überwiegende Anzahl Daten beigesteuert, so daß die Ergebnisse als weitgehend repräsentativ für den gegenwärtigen Stand angesehen werden dürfen.

Erfaßt werden konnten insgesamt fast 5 000 Arbeitsplätze für Kerntechnik-Ingenieure, die sich folgendermaßen auf die einzelnen Bereiche aufteilen:

- Forschung und Organisationen: 22 % (ca. 1 100),
- Kernkraftwerke und Betreiber: 34 % (ca. 1 600),
- Unternehmen: 44 % (ca. 2 100).

Studium der Kerntechnik

Diesen Markt mit seinen qualitativen und quantitativen Anforderungen muß die Hochschulausbildung heute und zukünftig versorgen. Angestrebt wird dafür eine Regelstudienzeit von 10 Semestern, die sich in das nach 4 Semestern mit dem Vordiplom abzuschließendem Grundstudium und das Hauptstudium aufteilt. Im Hauptstudium sind Pflichtfächer und Wahlpflichtfächer zu belegen, die mit Prüfungen abzuschließen sind. Darüberhinaus besteht die Möglichkeit, durch die Belegung von sogenannten Vertiefungsfächern auf einem bestimmten Gebiet, z.B. der Kerntechnik, vertiefte Kenntnisse zu erwerben.

Voraussetzung für die Zulassung zur Diplomprüfung ist die Anfertigung von Studienarbeiten mit z.T. erheblichem Stundenumfang. Manche Hochschulen legen außerdem großen Wert auf ein vorher abzuleistendes Industriesemester, das zur Anfertigung einer Projektarbeit und zur Vervollkommnung der Fremdsprachenkenntnisse im Ausland genutzt werden kann.

Lehrveranstaltungen Kerntechnik

Lehrveranstaltungen auf kerntechnischem Gebiet fallen in die höheren Semester des Hauptstudiums. Der Anteil kerntechnischer Vorlesungen, Übungen und Praktika am Gesamtstundenvolumen kann jedoch aufgrund verbindlicher Festlegungen durch die »Rahmenordnung für die Diplomprüfung im Studiengang Maschinenbau«, beschlossen von der Konferenz der Rektoren und Präsidenten der Hochschulen am 1. Juli 1991 und der

[46] J. Schwager: *Kerntechnik als Studium und Beruf?* Studie im Auftrag des Aktionskreises Energie e.V., 1990.

[47] S. Krüger: *Hochtechnologie – meine Zukunft im Ausland?* Beitrag für die KTG-Nachwuchstagung 1994.

Ständigen Konferenz der Kultusminister der Länder in der Bundesrepublik am 8. November 1991[48] nicht beliebig groß gewählt werden.

Nach diesem Dokument könnte ein Student bei Maximierung des Kerntechnik-Anteils an den Lehrveranstaltungen des Hauptstudiums ca. 30 Semesterwochenstunden (SWS) an kerntechnischen Lehrveranstaltungen belegen, was einem Gesamtstundenumfang von 450 Stunden entspricht. Gemessen am Gesamtstundenvolumen von ca. 165 SWS (entsprechend 2 475 h) sind das 18 %. Ein einzelnes kerntechnisches Wahlfach bringt jeweils 4 SWS (entsprechend 60 h oder 2,5 %).

Genutzt werden können selbstverständlich die Anfertigung von Studien- oder Diplomarbeiten zur Vertiefung der kerntechnischen Kenntnisse. Rechnet man eine Bearbeitungsdauer von jeweils 200 bis 300 h für die 1. Studienarbeit, 200 bis 500 h für die 2. Studienarbeit und 800 bis 1 000 h für die Diplomarbeit zu den Lehrveranstaltungen hinzu, ergeben sich 1 650 bis 2 300 »Beschäftigungsstunden« mit der Kerntechnik. Bezogen auf den gesamten Zeitaufwand für Lehrveranstaltungen und studentische Arbeiten von 3 675 bis 4 275 h wären das immerhin rund 50 %.

Energieingenieure

Diesen Werten stehen die Wünsche und Anregungen der Industrie und von Fachverbänden gegenüber. Mit dem »Anforderungsprofil für Energieingenieure« hat die VDI-Gesellschaft Energietechnik 1991 überarbeitete Empfehlungen für ein ausgewogenes Verhältnis von Grundlagen und Spezialisierung in der Hochschulausbildung vorgelegt[49]. Mit ca. 540 h liegt der vorgeschlagene Vertiefungsanteil deutlich um 20 % über den ca. 450 h, die die Rahmenordnung zuläßt. Der Umfang für komplette Studiengänge im Fach Kerntechnik wird sich etwa auf einem zwischen diesen beiden Werten liegenden Niveau einpendeln, so daß die Bandbreite kerntechnischer Ausbildung zwischen der Belegung von einem Wahlpflichtfach bis zum Vollstudium nach heutigem Verständnis liegt.

Auch durch ein Vollstudium Kerntechnik kann die Fachkundenorm im allgemeinen jedoch nicht erreicht werden. Dazu bedarf es immer einer berufsbegleitenden Weiterbildung, die auch von den Hochschulen mitgetragen werden kann und muß. Dafür bieten sich Aufbaustudien und Graduiertenkollegs an. Außeruniversitäre Bildungsanbieter und Arbeitgeber können und müssen die Hochschulausbildung ergänzen, können sie aber niemals vollständig ersetzen.

2.8.4 Vorhandene Ausbildungskapazitäten

Ausbildungskapazitäten

Eine Bestandsaufnahme der vorhandenen Ausbildungskapazitäten ergibt Ende 1994 folgendes Bild[50]:

[48] Konferenz der Rektoren und Präsidenten der Hochschulen: *Rahmenordung für die Diplomprüfung im Studiengang Maschinenbau*, 1. Juli 1991.

[49] VDI: *Anforderungsprofil für Energieingenieure*, Empfehlungen der VDI-Gesellschaft Energietechnik, 1990.

[50] KTG: *Umfrage unter Hochschullehrern im Bereich Kerntechnik*, Auswertung durch den KTG Bildungsausschuß 1993 und 1994.

— 19 Universitäten bieten eine Kerntechnik-Ausbildung an. Dabei handelt es sich im allgemeinen um einzelne Fächer im Rahmen anderer Vertiefungsrichtungen. Komplette Studienrichtungen Kernenergietechnik werden nur noch in den Vorlesungsverzeichnissen der Maschinenbau-Fakultäten von Aachen und Dresden ausgewiesen. Bei anderen Universitäten ist das Programm aufgesplittet auf mehrere Fakultäten (z.B. Stuttgart). Bei Bedarf wären gegenwärtig noch 6 bis 7 Universitäten in der Lage, vorhandene Kapazitäten wieder verstärkt für die Kerntechnik einzusetzen und ein Vollstudium Kernenergietechnik anzubieten.

Kerntechnik an Universitäten

— Als experimentelle Einrichtungen stehen zur Verfügung:

- 6 hochschuleigene Ausbildungsreaktoren,
- Zugang zu 5 Forschungsreaktoren der Großforschungszentren,
- 8 Isotopenlabors,
- 5 Strahlenlabors.

Die Einrichtung und der Erhalt von kerntechnischen Ausbildungskapazitäten an den Hochschulen liegt in der Verantwortung der Länder. Das heute noch vorhandene Potential zeugt davon, daß die Länder seinerzeit ihren Verpflichtungen zur Erfüllung der Energiepolitik der Bundesregierung nachgekommen sind, indem sie durch Berufungen die entsprechenden Bildungsaufträge erteilt haben. Zwar scheint heute ein solch bewußtes Zusammenwirken nicht mehr die Regel zu sein, aber dennoch werden z.Z. über die Länderhaushalte noch ca. 40 Professoren mit insgesamt ca. 100 Mitarbeitern finanziert. Dazu kommen ca. 15 Professoren an den Fachhochschulen. Einschließlich des Personals der Forschungsreaktoren kann die »manpower« im Ausbildungsbereich auf ca. 200 Personen beziffert werden.

Einen wichtigen Beitrag zur Kerntechnik-Ausbildung von Diplomingenieuren leisten auch die deutschen Fachhochschulen (FH). Gegenwärtig bieten 12 von ihnen einschlägige Fächer in allgemeinen Studienrichtungen an. Komplette Studiengänge finden sich an der FH Aachen/Jülich und der HTWS Zittau/Görlitz. An experimentellen Einrichtungen sind vorhanden oder können mitgenutzt werden:

Kerntechnik an Fachhochschulen

— 5 Ausbildungsreaktoren,
— 3 Isotopenlabors,
— 11 Strahlenlabors.

Im Rahmen z.B. der Reaktorsicherheitsforschung wurden durch das BMFT an Universitäten und Fachhochschulen Forschungsprojekte vergeben. Die Fördermittel für insgesamt 10 Universitäten und FH beliefen sich im Zeitraum von 1990 bis 1994 auf jährlich 10 bis 15 Mio. DM, wenn auch mit fallender Tendenz[51]. Bei ausschließlicher Verwendung als Personalkosten könnten davon allerdings maximal nur 200 halbe Stellen finanziert werden. So zwingt die allseits wirkende Finanznot auch die kerntechnischen Einrichtungen an den Hochschulen, sich ein zweites oder drittes Standbein zu suchen, was häufig auch in Namensänderungen oder Umwidmungen der betroffenen

[51] Banaschik: *persönliche Mitteilung*, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, 1995.

Institute zu Ausdruck kommt. Glücklicherweise gibt es hierdurch gelegentlich auch gegenseitige Befruchtungen, wenn – wie z.B. an der Universität Hannover – im Bereich des früheren Institutes für Kerntechnik auch die zerstörungsfreie Werkstoffprüfung angesiedelt wird.

2.8.4.1 Anzahl der ausgebildeten Kerntechniker

Erfreulicherweise gibt es trotz aller Schwierigkeiten immer noch genügend junge Menschen, die sich für die Kerntechnik interessieren und die auch bereit sind, sich den wissenschaftlich-technischen und gesellschaftlichen Herausforderungen zu stellen. Im gesamten Bundesgebiet schließen z.Z. jährlich noch ca. 50 Studenten ein Vollstudium Kerntechnik ab.

Arbeitsmarkt für Kerntechniker

Zu Kerntechnik-Themen werden jährlich ca. 90 Diplomarbeiten und ca. 35 Dissertationen angefertigt. Damit ist allerdings die Zahl der Absolventen wesentlich größer als die derzeitige Aufnahmefähigkeit des Arbeitsmarktes. Es ist nicht ausgeschlossen, daß dadurch ein Rückkoppelungseffekt entsteht, der sich negativ auf die Studienmotivation und die Immatrikulationszahlen auswirkt. Bereits jetzt sind die vorhandenen Ausbildungskapazitäten bei weitem nicht ausgelastet und liegen im Mittel der letzten acht Jahre deutlich unter der 50%-Marke.

Immatrikulationszahlen allein sind jedoch nicht immer ein Maß für die Bedeutung einer Studienrichtung. Sie drücken auch Modetrends aus oder die mangelnde Bereitschaft, antizyklisch zu studieren. Trotzdem kann bei den Studenten ein zunehmendes Interesse an kerntechnischen Lehrveranstaltungen beobachtet werden. Ca. 1 500 Studenten belegen jährlich als technisches Wahlfach eine kerntechnische Vorlesung. Besonderes Interesse finden Lehrveranstaltungen, die mit entsprechenden Experimenten, z.B. an einem Reaktor, gekoppelt sind. Nach dem durch den Tschernobyl-Unfall verursachten Schock scheint sich heute jedoch wieder pragmatisches Denken durchzusetzen. Auch wenn die Kerntechnik den Nimbus einer elitären Disziplin verloren hat, ist sie als Entwicklungsbereich mit nach wie vor hohem innovativen Anteil attraktiv. Das gilt insbesondere für die Anfertigung von Studien- und Diplomarbeiten, aber auch für Dissertationen.

Grundlage für die Beantwortung der Frage, wieviele Kerntechniker jetzt und zukünftig gebraucht werden, ist eine Analyse der vorhandenen Arbeitsplätze und der zugehörigen Alterstruktur. Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf der bereits erwähnten Ausarbeitung[47] und auf den ca. 2 100 berufstätige Kerntechniker umfassenden Daten der Kerntechnischen Gesellschaft e.V. (KTG).

Generationswechsel bei Kerntechnikern

Betrachtet man den gesamten Kerntechnik-Bereich einschließlich der Kernkraftwerke und der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, so zeigt sich, daß der Generationswechsel, der durch die große Zahl der in den 50er Jahren in die Kerntechnik eintretenden Berufsanfänger zwangsläufig vorprogrammiert ist, noch lange nicht abgeschlossen ist. Zwar sieht die Situation bei den Kernkraftwerken und Betreibergesellschaften diesbezüglich günstiger aus, da hier das Personal immer wieder deutlich verjüngt wurde. Diese einerseits

erfreuliche Tatsache bedeutet andererseits, daß damit ein großer Marktbereich für Kerntechnik-Absolventen derzeit nicht sehr aufnahmefähig ist.

Für die Betrachtung der Situation in den Großforschungszentren und sonstigen Organisationen mit Ausnahme der Technischen Überwachungsvereine wurden die Angaben über die Altersstruktur von 19 der insgesamt 22 Organisationen und Forschungseinrichtungen, die im »jahrbuch der atomwirtschaft«[52] ausgewiesen sind, analysiert. Die Analyse erfaßt ca. 1 100 Arbeitsstellen für Ingenieure und Wissenschaftler, wobei hauptsächlich die folgenden Tätigkeitsbereiche berücksichtigt wurden:

- Sicherheitsforschung,
- Strahlenschutz,
- Entsorgung,
- Kernfusion,
- Betrieb von Forschungsreaktoren und heißen Zellen
- Dekontamination,
- Ausbildung.

Hier würde sich ein erheblicher Bedarf für die nächsten Jahre andeuten, sofern die Arbeitsplätze erhalten bleiben. Es besteht jedoch die Befürchtung, daß im Zuge der Diversifizierung und Umstrukturierung kerntechnische Arbeitsplätze wegfallen werden, zumal sich gegenüber 1973 die Zahl bereits halbiert hat.

Bei der Analyse der Auswirkungen auf die einzelnen Bereiche durch Eintritt von berufstätigen Kerntechnikern in den Ruhestand lassen sich als Folge der Altersstruktur bei einem für 1995 auf 100 % normierten Bestand folgende Aussagen ableiten:

1. Für die nächsten fünf Jahre ist die altersbedingte Verlustquote von jeweils 5 % marginal. Daher ergibt sich praktisch kein Handlungsbedarf bei »Ersatzbeschaffung«, sondern eher eine Erleichterung dadurch, daß sich der Stellenabbau durch (Vor-)Ruhestandsregelungen bewerkstelligen läßt.
2. Nach 2005 kommt es zu einem rapiden prozentualen Verlust, von dem alle Bereiche betroffen sind, vornehmlich jedoch die Forschungseinrichtungen und Organisationen.
3. Im Jahr 2015 werden allein durch Eintritt in den Ruhestand mit 65 Jahren nur noch rund 50 % der heute berufstätigen Kerntechniker verfügbar sein. Jeder Stellenabbau und alle Vorruhestandsregelungen beschleunigen diesen Prozeß.

Know-how Verlust

Es ist wohl selbstverständlich, daß mit diesem Prozeß ein nicht wiederherzustellender Verlust an Know-How einhergeht[53], wenn es nicht möglich wird, die ausscheidenden Fachleute so rechtzeitig zu ersetzen, daß sie das im Verlaufe ihrer Berufsdauer angewachsene Fachwissen rechtzeitig auf jüngere nachwachsende Fachleute übertragen. Schließlich läßt sich Wissen auf Datenträger speichern und so für spätere Nutzer abrufbar erhalten, die zwei anderen Komponenten der individuellen Fachkunde, nämlich

[52] Verlagsgruppe Handelsblatt GmbH: *jahrbuch der atomwirtschaft*, 25. Jahrgang, Düsseldorf 1994.

[53] J. Knorr: *Know-how-Erhalt, -Zugewinn und -Transfer im Bereich der Kernenergie*, VDI-GET, Kernenergie 2000, Aachen 1995.

ability und *experience*, lassen sich dagegen nur bedingt materialisieren und konservieren.

Daraus ergibt sich die Schlußfolgerung, daß sich, ausgehend von der Altersstruktur für den gesamten Kerntechnikbereich und einem Bestand von 5 000 Kerntechnikern im Jahr 1995 in den nächsten fünf Jahren ein Gesamt-Ersatzbedarf von ca. 150 Kerntechnikern bzw. ca. 30 pro Jahr ergibt. Nach dem Jahr 2005 setzt ein verstärkter Jahresbedarf von etwa 200 Kerntechnikern ein und bis zum Jahr 2015 sind voraussichtlich insgesamt 2 850 Kerntechniker zu ersetzen.

Ersatzbedarf an Kerntechnikern

Die Absicherung dieses Ersatzbedarfes von insgesamt 150 kerntechnisch ausgebildeten Fachleuten bis zum Ende der Dekade stellt für die Hochschulen kein Problem dar, zumal die Hochrechnung voraussetzt, daß die vorhandenen Arbeitplätze auch erhalten bleiben. Leider ist es jedoch gegenwärtig schwierig, einen Arbeitsplatz für Absolventen zu finden ist, worin eine große Gefahr für das Überleben der kerntechnischen Ausbildung an den Hochschulen liegt. Schließlich kann nicht ausgeschlossen werden, daß sich infolge dieser Entwicklungstendenzen die Zahl kerntechnischer Professuren weiter verringert, nachdem sie innerhalb der letzten fünf Jahre bereits deutlich abgenommen hat. 1989 wurde die Ausbildung von 57 Professoren getragen, Ende 1994 waren nur noch 30 Kerntechnik-Professoren mit einem Lebensalter kleiner/gleich 65 Jahre im Amt, wobei 5 Lehrstühle bereits umgewidmet wurden. Im schlimmsten Fall, d.h. bei Wegfall oder Umwidmung der Kerntechnik-Stühle bei altersbedingt notwendiger Neubesetzung (Emeritierung mit 65 Jahren) würde sich die Zahl bis zum Jahr 2000 nochmals halbieren.

Vergleich mit USA und Japan

Bei Betrachtung der entsprechenden Situation in den USA und Japan zeigt sich, daß der Trend der Reduktion von kerntechnischen Ausbildungsstätten und Forschungseinrichtungen international gleichermaßen zu beobachten ist, jedoch in den anderen Ländern nicht in der gleichen Stärke wie in Deutschland. So wurden in den USA 1975 noch 80 Universitäten mit Kerntechnikkursen registriert, 1994 waren es noch 39[54], während sich in Deutschland die Zahl von 23 im Jahr 1989 auf 17 im Jahr 1994 verringert hat. Entfallen die entsprechenden Lehrstühle bei altersbedingt notwendiger Neubesetzung, könnten im Jahr 2000 noch 13 Universitäten auf diesem Gebiet lehren.

Sollte der Schrumpfungsprozeß der Kerntechnik an den deutschen Hochschulen nicht gestoppt werden können, so ist abzusehen, daß die Kerntechnik aus Lehre und Forschung an den deutschen Hochschulen verschwindet. Damit ist die Erhaltung und Weiterentwicklung der Kenntnisse und Fähigkeiten zum Umgang mit der Energiequelle Kernspaltung gefährdet, da Hochtechnologien ohne Beteiligung der Hochschulen auf Sicht nicht gehalten werden können. Dies wäre umso schwerwiegender, als der tatsächliche zukünftige Bedarf an akademischem Nachwuchs für die Kerntechnik nur schwer prognostizierbar ist.

[54] ANS: *Education Soucrebook*, American Nuclear Society, jährliche Ausgaben.

Es könnte für manche Betrachter eine Beruhigung sein, daß demgegenüber in den Kernwaffenstaaten gewaltige Personalreserven zur Verfügung stehen, die seit dem Ende des *kalten Krieges* auf den zivilen Arbeitsmarkt drängen und die bei eventuell kurzfristig wieder einsetzendem Bedarf auch in Deutschland eingesetzt werden könnten. Allein in Rußland dürfte ein Potential von mindestens 50 000 hochqualifizierten Wissenschaftlern und Ingenieuren kerntechnischer Fachgebiete vorhanden sein, das Zehnfache des entsprechenden akademischen Potentials in Deutschland. Allen, die eine solche Lösung gegebenenfalls ins Auge fassen, muß aber klar sein, daß Deutschland seine Einflußnahme auf die internationale kerntechnische Entwicklung vor allem im Bereich der Sicherheitstechnik und natürlich auch seine Anerkennung als kompetenter Partner bei internationaler Zusammenarbeit verliert, wodurch sich nicht zuletzt auch Wettbewerbs- und Exportchancen reduzieren.

Kerntechnisches Personal aus Kernwaffenstaaten

Soll statt dessen die »Option Kernenergie« in Deutschland offen gehalten werden mit der Möglichkeit, neue Kernkraftwerke mit den jeweiligen höchsten Sicherheitsstandards zu bauen, so muß die kerntechnische Lehre und Forschung an den Universitäten und Fachhochschulen ungeschmälert weiter betrieben werden. Um die Aufrechterhaltung der vorhandenen Ausbildungskapazitäten zur Erhaltung des Bestandes an Kerntechnikern im arbeitsteiligen Prozeß mit Herstellern, Betreibern und außeruniversitären Bildungsanbietern zu gewährleisten, hat die Kerntechnische Gesellschaft e.V. vorgeschlagen, ein Programm zur Kompetenzsicherung im Nuklearsektor einzurichten[55]. Angelegt als Nachwuchsförderungsprogramm, soll *KOSINUS* jungen Kerntechnikern Beteiligungen an den Forschungsprogrammen zur Reaktorsicherheit und zur Stillegung, vor allem aber die Mitarbeit an zukunftsweisenden Projekten wie dem EPR bieten.

KOSINUS-Programm

2.8.5 Mitgliedsgesellschaften für Kerntechniker

Die wohl wichtigste Gesellschaft für beruflich in der Kerntechnik tätige Personen ist die *Kerntechnische Gesellschaft e.V.* (KTG). Sie hat ihren Sitz in Bonn und umfaßt z.Z. fast 2 300 Mitglieder, davon etwa 5 % studentische Mitglieder. 23 Firmen oder Institutionen, die auf dem Gebiet der Kerntechnik tätig sind, gehören der Gesellschaft als fördernde Mitglieder an. Alle Mitglieder erhalten regelmäßig die Fachzeitschrift »atomwirtschaft/atomtechnik«, in der sowohl die Informationen der Gesellschaft veröffentlicht werden als auch jeweils die wichtigsten Referate und Veröffentlichungen, die auf von der Gesellschaft veranstalteten Tagungen vorgetragen wurden. Besonders für studentische Mitglieder dürfte interessant sein, daß darin auch jedes KTG-Mitglied einmal jährlich kostenlos ein Stellengesuch veröffentlichen darf.

Kerntechnische Gesellschaft e.V.

Die Gesellschaft ist entsprechend dem Vereinsrecht organisiert und wird durch einen 19-köpfigen Vorstand vertreten. Zwei Geschäftsführer koordi-

[55] KTG: *KOSINUS – Programm zur Sicherung der nuklearen Kompetenz in der Bundesrepublik Deutschland (Entwurf)*, Kerntechnische Gesellschaft e.V. Bonn 1994.

KTG-Fachgruppen

nieren und erledigen die Tagesarbeit und sind mit ihren Mitarbeitern für die von der Gesellschaft durchzuführenden Ausschußtreffen und Jahrestagungen verantwortlich. Die einzelnen Mitglieder können in neun regionalen Sektionen und acht Fachgruppen (s. Abbildung 2.25) entsprechend ihrem beruflichen Arbeitsgebiet oder Interesse mitwirken.

Fachgruppen der KTG

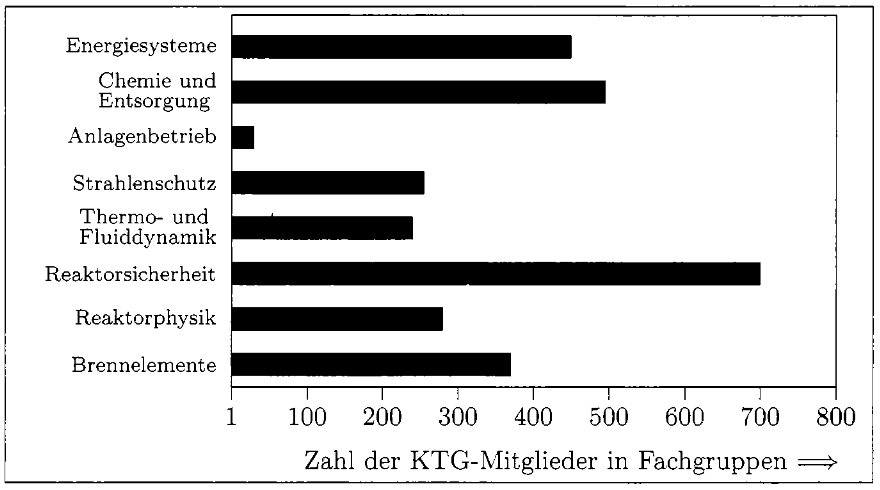


Abbildung 2.25: Zugehörigkeit der Mitglieder der Kerntechnischen Gesellschaft e.V. (KTG) zu einzelnen Fachgruppen.
Quelle: Kerntechnische Gesellschaft: *Tätigkeitbericht 1994*, Bonn 1995.

European Nuclear Society

Die KTG ist ihrerseits Mitglied im *Deutschen Verband technisch-wissenschaftlicher Vereine - DTV* –, in dessen Rahmen vor allem eine Abstimmung und Zusammenarbeit bei übergeordneten nationalen Belangen stattfindet. Internationale Kooperation findet dagegen in der *European Nuclear Society* (ENS) statt, der insgesamt 26 Nukleargesellschaften aus 23 europäischen Ländern angehören. Die ENS veröffentlicht eine zweimonatlich erscheinende Zeitschrift *Nuclear Europe Worldscan (NEW)*, die ebenfalls alle KTG-Mitglieder erhalten.

Ein der KTG besonders am Herzen liegendes Projekt betrifft die *Geschichte der kerntechnischen Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland*, in dessen Rahmen bereits 1990 ein erster die Anfänge bis zum Ende der 50er Jahre zusammenfassender Band veröffenlicht werden konnte[56], ein zweiter die Folgezeit abdeckender Band wird voraussichtlich noch 1995 erscheinen.

Neben der KTG gibt es eine Reihe weiterer Gesellschaften und Vereine, in denen kerntechnisch interessierte Personen Anregungen und Informationen für ihr Fachgebiet erhalten können. Dazu zählen:

— das *Deutsche Atomforum e.V.* (DAtF),
— die *Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.* (DPG),

[56] W. D. Müller: *Geschichte der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland*, Stuttgart 1990.

— der *Fachverband Strahlenschutz e. V.* (FS),
— die *Gesellschaft Deutscher Chemiker e. V.* (GdCh) und
— der *Verein Deutscher Ingenieure e. V.* (VDI).

Mit mehreren dieser Vereine hat die KTG gegenseitige beitragsfreie Mitgliedschaft vereinbart. Insbesondere mit dem Deutschen Atomforum, das bereits 1959 aus einem Zusammenschluß von vier regionalen kerntechnisch orientierten Gründergesellschaften hervorgegangen war, besteht ein Zusammenarbeitsvertrag, in dessen Rahmen insbesondere auch die jährlich stattfindende *Jahrestagung Kerntechnik* durchgeführt wird. Auf dieser Tagung haben vor allem die jüngeren Teilnehmer die Gelegenheit, ihre Arbeiten auf kerntechnischem Gebiet zu präsentieren und gleichzeitig in Plenarsitzungen zusammenfassende Ausführungen zu neuen kerntechnischen Entwicklungen, zu Fragen der Reaktorsicherheit oder auch der Energiepolitik zu hören.

Jahrestagung Kerntechnik

2.8.6 Kerntechnische Fachinformationen

Sowohl den in kerntechnischen Bereichen arbeitenden Fachleuten, als auch dem interessierten Laien stehen zahlreiche Informationsmöglichkeiten über dieses Fachgebiet zur Verfügung. Neben den schon erwähnten Fachtagungen, die natürlich vorwiegend für die unmittelbar in der Kerntechnik Arbeitenden von Interesse sind, da dort die jeweils neuesten Arbeitsergebnisse vorgetragen und diskutiert werden, bieten Fachzeitschriften wie die deutschsprachige *atomwirtschaft* oder die englischsprachigen *Nuclear Engineering International*, *Nuclear News* oder *Modern Power Systems* den aktuell möglichen Informationsstand in Fachbeiträgen und Übersichtsartikeln z.B. über deutsche und internationale Tagungen.

Fachzeitschriften

Daneben gibt es – ebenfalls mehr für die Fachleute gedacht – jährliche Zusammenfassungen unterschiedlichen Charakters wie z.B. das *Jahrbuch der Atomwirtschaft* oder der *Nuclear News Buyers Guide.*

Für den interessierten Laien – mag er nun der Kernenergie positiv oder negativ gegenüberstehen – stehen die vielfältigen vom *Informationskreis Kernenergie* (IK) herausgegebenen oder verteilten Publikationen zur Verfügung, wobei hier als besonders interessantes Beispiel der *Bildatlas Kernenergie in Deutschland*[57] erwähnt werden soll. Fast alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen veröffentlichen außerdem *Faltblätter* über ihre Anlagen – nicht nur der Kerntechnik sondern gerade auch der fossilen und der regenerativen Energieerzeugung. Die jeweiligen EVU-Abteilungen für Öffentlichkeitsarbeit geben hier gerne detaillierte Auskünfte – auch über die Möglichkeiten der Besichtigung ihrer Anlagen.

Informationskreis Kernenergie (IK)

Einen besonderen Stellenwert haben schließlich die von einigen EVU und Firmen des nuklearen Brennstoffkreislaufes herausgegebenen *Nachbarschaftszeitungen*, in denen die Probleme und Besonderheiten jeweils eines

Nachbarschaftszeitungen

[57] H. F. Albrecht und R. Kiedrowski: *Kernenergie in Deutschland – ein Bildatlas*, 6. überarbeitete Auflage, Ullstein Verlag, Berlin, Frankfurt a. M. 1991.

bestimmten Standortes für die in der Nähe wohnende Bevölkerung erörtert werden. Auch hier seien nur exemplarisch die vom Kernkraftwerk Isar viermal im Jahr herausgegebenen *KKI-Nachrichten* erwähnt, in denen Meldungen über die weltweite Kernenergienutzung ebenso mitgeteilt werden wie Nachrichten über Arbeiten oder besondere Vorkommnisse in den Kraftwerken. Generell ist zu beobachten, daß die Bevölkerung durch die sehr offene und detaillierte Berichterstattung solcher Nachbarschaftszeitungen in ihrem Vertrauen in die jeweilige Kraftwerksleitung bestärkt und bestätigt wird.

Im Rahmen des Möglichen sind diese Publikationen und ihr jeweiliger Erscheinungsort im Anhang aufgeführt. Die meisten von ihnen stehen dem Interessenten übrigens auch in den größeren Stadt-, Landes- oder Universitätsbibliotheken zur Verfügung.

2.9 Ergänzende Literatur zu Kapitel 2

Bedenig, D.: *Gasgekühlte Hochtemperaturreaktoren*, München 1972.

Bohn, T.: *Kernkraftwerke*, Bd. 10 Handbuchreihe Energie, Technischer Verlag Resch, Gräfelfing 1986.

Bünemann, D.: *Faktensammlung zur Kerntechnik*, 2. Auflage, Bonn 1981.

Bünemann, D. und Kliefoth, W.: *Vom Atomkern zum Kernkraftwerk*, München 1980.

Deutsches Atomforum e.V.: *Tschernobyl-Info*, 21.05.1986.

Emendörfer, D. und Höcker, K. H.: *Theorie der Kernreaktoren*, Mannheim, Wien und Zürich 1980.

Erichsen, L. von: *Friedliche Nutzung der Kernenergie*, Berlin 1962.

Höcker, K. H. und Weimer, K.: *Lexikon der Kern- und Reaktortechnik*, Stuttgart 1959.

Kelber, G.: *9. Internationale Konferenz über Hochtemperaturreaktoren – Kohle und Kernenergie für Strom- und Gaserzeugung*, VGB-Sondertagung 1987, Essen 1987.

Kliefoth, W. und Sauter, E.: *Kernreaktoren*, Bonn 1973.

Koelzer, W.: *Lexikon zur Kernenergie*, Karlsruhe 1980.

Lederer, B. J. und Wildberg, D. W.: *Reaktorhandbuch*, München 1981.

Lindner, H.: *Kraftquell Kernenergie*, Leipzig, Jena und Berlin. 1975.

Margulova, T. C.: *Kernkraftwerke*, Leipzig 1976.

Müller, W. D.: *Geschichte der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland*, Schäffer Verlag, Stuttgart 1990.

Münzinger, F.: *Atomkraft*, Berlin 1957.

Oldekop, W. (Hrsg.): *Druckwasserreaktoren für Kernkraftwerke*, München 1974.

Oldekop, W.: *Einführung in die Kernreaktor- und Kernkraftwerkstechnik, Teil I und II*, München 1975.

Rippon, S.: *Nuclear Energy*, London 1984.

Schulten, R. und Güth, W.: *Reaktorphysik I und II*, Mannheim 1960 und 1962.

Smidt, D.: *Reaktortechnik, Band 1 und 2*, 2. Auflage, Karlsruhe 1976.

Stattmann, F.: *Fachwörter der Kraftwerkstechnik. Teil I und II. Deutsch-Englisch*, München 1971/1973.

Teller, E.: *Energie für ein neues Jahrtausend*, Berlin 1981.

Weckesser, A.: *Betrieb von Kernkraftwerken*, München 1969.

Kapitel 3

Energiewirtschaft und Energiepolitik

3.1 Energiewirtschaft

3.1.1 Die Rolle der Energie in der Wirtschaft

Von Hans Michaelis

3.1.1.1 Die Entkopplung des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum

Energie wird definiert als Fähigkeit, Arbeit zu leisten. Dies erklärt die herausragende Bedeutung der Energie für den Menschen. Die Wirtschaftspolitik hat das vorrangige Ziel, das reale Sozialprodukt zu vergrößern und die »Lebensqualität« zu steigern – anders ausgedrückt – die Güterversorgung auszuweiten und die Lebens- und Arbeitsbedingungen zu verbessern. Da in den westlichen Industrieländern das »Arbeitsvolumen« (das Produkt aus der Zahl der Erwerbspersonen und der durchschnittlichen Zahl der Jahresarbeitsstunden) zurückgeht, kann das angestrebte Wachstum des (realen) Bruttosozialprodukts nur erreicht werden durch eine Steigerung der Produktivität der Arbeitsstunde mit einer Rate, die das Wirtschaftswachstum übertrifft. Dies war der Fall: Zwischen 1970 und 1993 hat sich in den westlichen Bundesländern das (reale) Bruttoprodukt um 70,1 % erhöht, die Zahl der Arbeitsstunden um 6,1 % vermindert und das Produktionsergebnis je Beschäftigtenstunde um 90,4 % gesteigert.

Wachstum des Bruttosozialprodukts

In der industriellen Produktion erfordert dies im Regelfalle einen Übergang zu kapital- und häufig auch energieintensiveren Fertigungsmethoden. Dies muß bei allen Bemühungen, Energie sparsamer zu verwenden, berücksichtigt werden. Deshalb sind Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch voneinander abhängig, wenn auch keineswegs – linear – gekoppelt.

In der Tat, weltweit entwickelten und entwickeln sich Wirtschaftswachstum und Primärenergieverbrauch in einer Weise, wie es aus Tabelle 3.1 ersichtlich ist.

Tabelle 3.1: Wirtschaftswachstum und Primärenergieverbrauch weltweit

Wirtschaftswachstum und Primärenergieverbrauch weltweit

Jahr/ Zeitraum	Reales Brutto-Inlandprodukt (BIP) [Mrd. US $(1985)]	Primärenergie-verbrauch (PEV) [Mrd. TOE]	Energie-intensität (PEV/BIP) [TOE/1 000 US $(1985)]
		Ist-Werte	
1960	6 439	3 360	0,51
1970	10 518	5 265	0,50
1980	15 490	7 045	0,45
1990	21 023	6 607	0,42
		Voraussage des Weltenergierats von 1993[a]	
2020	55 700	13 359	0,24
		Änderungsraten in % pro Jahr	
1960–1970	5,0	4,76	-0,26
1970–1980	3,9	2,96	-0,95
1980–1990	3,1	2,26	-0,82
1990–2020	3,3	1,40	-1,80

[a] Referenz-Szenario (Case B).
Quelle: World Energy Council: *Energy for Tomorrows World*, New York 1993.

Die hier relevanten Energieintensitäten haben sich in den westlichen Industrieländern deutlich stärker verbessert als in der übrigen Welt. Dies wird auch in Zukunft so sein:

	1960-1970	1970-1980	1980-1990	1990-2020
Westeuropa	$+0,51$	$-1,57$	$-2,04$	$-2,1$
Nordamerika	$+0,09$	$-1,09$	$-1,20$	$-1,8$

3.1.1.2 Energie-Umwandlungsketten

Primärenergie

Endenergie

Die Energie, die uns die Natur unmittelbar und unverändert, insbesondere als Wasserkraft, Stein- und Braunkohle, Erdöl und Erdgas oder Energie der Kernbrennstoffe zur Verfügung stellt, bezeichnen wir als *Primärenergie.* In dieser ursprünglichen Form wird die Energie aber kaum noch genutzt. Zu über 90 % wird die Primärenergie – häufig über mehrere Stufen – in *Endenergie*, vor allem Steinkohlenkoks, Stein- und Braunkohlen-Briketts, Heizöl, Benzin, Dieselöl und Elektrizität verwandelt, d.h. in Energieformen, die der Verbraucher unmittelbar *nutzen* kann zur Erzeugung von Wärme (Heiz- oder Prozeßwärme), mechanischer Arbeit oder Strahlungsenergie, vor allem von Licht. Einzelheiten ergeben sich aus dem Flußschema der Energiewirtschaft (Abbildung 3.1). Dieses Schema ist vereinfacht. Es berücksichtigt insbesondere nicht den Energieaußenhandel und die Lagerungen und Transporte. Auch werden industriell noch nicht ausgereifte Prozesse, wie etwa die Verwertung nuklearer Prozeßwärme, außer Betracht gelassen. Den deutschen Energiebilanzen liegt dieses Flußschema zugrunde[1].

[1] VWEW: *Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland*, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke (VWEW), Frankfurt/Main.

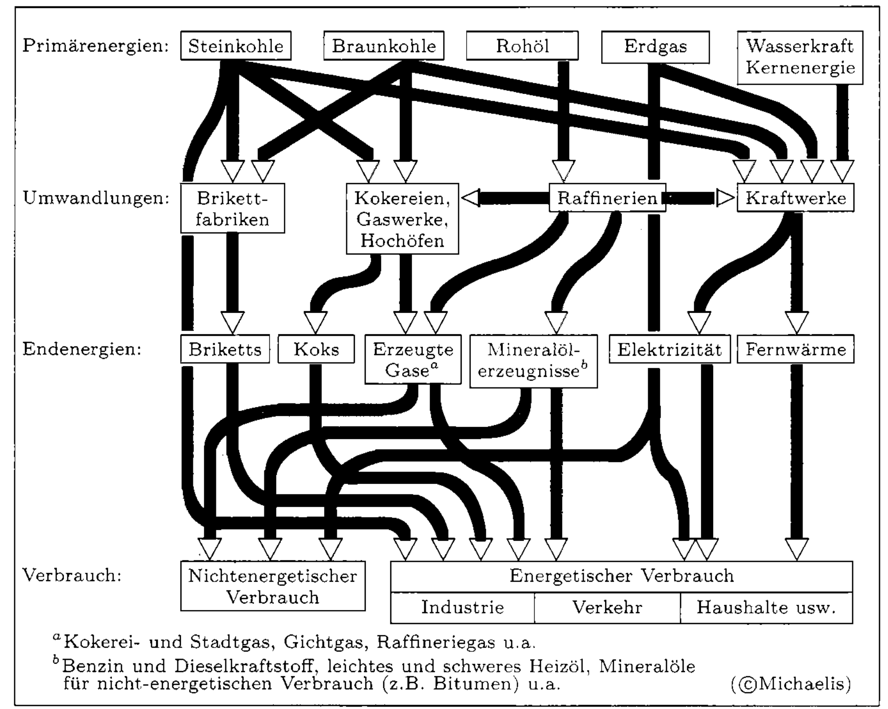


Abbildung 3.1: Vereinfachtes Flußschema für die Energiewirtschaft.

Flußschema Energiewirtschaft

Umwandlungsprozesse

Unter den *Umwandlungsprozessen* dominieren die Raffinierung des Rohöls und die Elektrizitätserzeugung aus fossilen und Kernbrennstoffen. Die dabei entstehenden *Umwandlungsverluste* verringern sich stetig. So hat sich beispielsweise in der Europäischen Union zwischen 1960 und 1983 der spezifische Koksverbrauch für die Roheisenerzeugung um rund 40 % und der Kohlenverbrauch für die Stromerzeugung um rund 22 % vermindert. Diese Verbesserungen haben zur Folge, daß der Verbrauch von Primärenergie langsamer ansteigt als der Verbrauch von Endenergie.

3.1.1.3 Energieeinheiten/Umrechnungen

Weltverbrauch an Primärenergie

Der Weltverbrauch an Primärenergie 1992 wird auf 10,63 Mrd. t Steinkohle oder Steinkohleäquivalent veranschlagt (BP), also bei einer Weltbevölkerung von 5,40 Mrd. Menschen (UNO) etwa 1,97 t Steinkohleeinheiten (SKE) oder 13,8 Mio. Kilokalorien (kcal) bzw. 57,7 Mrd. Joule (J) je Kopf und Jahr[2].

[2] Aufgrund des Gesetzes über Einheiten im Meßwesen ist seit dem 1. Juli 1978 das Joule (J) die »gesetzliche Einheit« für die Energie. Diese Einheit hat sich im energiewirtschaftlichen Schrifttum bisher noch nicht voll durchzusetzen vermocht. In diesem Buch werden daher auch noch die bislang gebräuchlichen Einheiten verwendet, insbesondere die Kilokalorie (kcal) und die Tonne Steinkohleeinheit (t SKE), aber auch die Tonne Öleinheit (TOE).

Tabelle 3.2: Umrechnung von Energieeinheiten sowie aus und in SKE

Umrechnung gebräuchlicher Energieeinheiten (vgl. auch Tabelle 1.4, S. 10)

	J[a]	Btu[b]	kcal	kWh	t SKE	TOE[c,d]	Q[e]
1 J	1	$0,948 \times 10^{-3}$	$0,239 \times 10^{-3}$	278×10^{-9}	$34,1 \times 10^{-12}$	$23,9 \times 10^{-12}$	$0,948 \times 10^{-21}$
1 Btu	$1,005 \times 10^{3}$	1	0,252	293×10^{-6}	36×10^{-9}	$25,2 \times 10^{-9}$	10^{-18}
1 kcal	$4,18 \times 10^{3}$	3,97	1	$1,163 \times 10^{-3}$	143×10^{-9}	100×10^{-9}	$3,97 \times 10^{-18}$
1 kWh	$3,60 \times 10^{6}$	$3,41 \times 10^{3}$	859,6	1	123×10^{-6}	86×10^{-6}	$3,41 \times 10^{-15}$
1 t SKE	$29,3 \times 10^{9}$	$27,8 \times 10^{6}$	7×10^{6}	$8,14 \times 10^{3}$	1	0,7	$27,8 \times 10^{-12}$
1 TOE	$41,8 \times 10^{9}$	$39,7 \times 10^{6}$	10×10^{6}	$11,6 \times 10^{3}$	1,43	1	$39,7 \times 10^{-12}$
1 Q	$1,055 \times 10^{21}$	10^{18}	250×10^{15}	293×10^{12}	36×10^{9}	$25,2 \times 10^{9}$	1
Gelegentlich wird auch die folgende Einheit verwendet:							
1 TWa[f]	$31,5 \times 10^{18}$	$29,9 \times 10^{15}$	$7,53 \times 10^{15}$	$8,76 \times 10^{12}$	$1,075 \times 10^{9}$	753×10^{6}	$29,9 \times 10^{-3}$

[a] Seit dem 1. Januar 1978 ersetzt das Joule (J) = 1 Wattsekunde (Ws) die Kalorie (cal) als gesetzliche Wärmeeinheit. Dabei gilt: 1 J = $238,884 \times 10^{-6}$ kcal; 1 MJ (Megajoule) = 1 Mio. Joule; 1 GJ (Gigajoule) = 1 Mrd. Joule; 1 TJ (Terajoule) = 1 Billion Joule; 1 PJ (Petajoule) = 1 Billiarde Joule (10^{15} J); 1 EJ (Exajoule) = 1 Trillion Joule (10^{18} J).
[b] Btu = British thermal unit.
[c] Gelegentlich wird TOE auch mit t OE oder t ÖE bezeichnet.
[d] Bisweilen wird, vor allem in angloamerikanischen Veröffentlichungen, für die Öleinheit (OE) ein um 5 % höherer kalorischer Wert angesetzt. Dann gilt: 1 TOE = 44×10^{9} J = $41,8 \times 10^{6}$ Btu = $10,5 \times 10^{6}$ kcal = $12,3 \times 10^{6}$ kWh = 1,5 t SKE = $41,7 \times 10^{-12}$ Q.
[e] Q = Quintillion (angelsächsisches Maß für große Energiemengen).
[f] 1 TWa = 1 TWjr = 1 Terawattjahr.

Umrechnungen aus und in SKE

1 t SKE (Steinkohleeinheiten) entspricht:					
$29,3 \cdot 10^{9}$	J	(Joule);	1 J	=	$34,1 \cdot 10^{-12}$ t SKE
29,3	GJ	(Gigajoule);	1 GJ	=	$34,1 \cdot 10^{-3}$ t SKE
$7 \cdot 10^{6}$	kcal	(Kilokalorien);	1 kcal	=	$143 \cdot 10^{-9}$ t SKE
$8,14 \cdot 10^{3}$	kWh	(Kilowattstunden);	1 kWh	=	$123 \cdot 10^{-6}$ t SKE
$930 \cdot 10^{-12}$	TWa	(Terawattjahre);	1 TWa	=	$1,08 \cdot 10^{9}$ t SKE
5,11	B	(Barrel);	1 B	=	$196 \cdot 10^{-3}$ t SKE
0,7	TOE	(Öleinheiten);	1 TOE	=	1,43 t SKE

Im Energiebereich gebräuchliche Multiplikatoren:					
Kilo	=	10^{3}	Milli	=	10^{-3}
Mega	=	10^{6}	Mikro	=	10^{-6}
Giga	=	10^{9}	Nano	=	10^{-9}
Tera	=	10^{12}	Pico	=	10^{-12}
Peta	=	10^{15}	Femto	=	10^{-15}
Exa	=	10^{18}	Atto	=	10^{-18}

Im angelsächsischen Sprachgebrauch wird für große Energiemengen die Bezeichnung Q (von Quintillion) verwendet[3]. 1 Q entspricht 10^{18} britischen Wärmeeinheiten (BTU, auch Btu) oder rund 36 Mrd. t SKE. An Primärenergie werden derzeit in der Welt somit jährlich rund 0,286 Q oder auch 301×10^{18} J (301 Trillionen Joule) verbraucht.

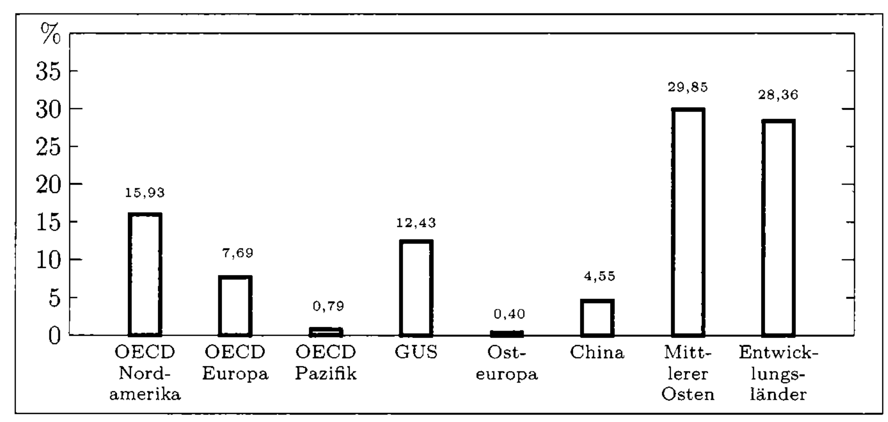
Eine umfassende Darstellung der Umrechnung gebräuchlicher Energieeinheiten sowie die Umrechnungsfaktoren aus und in Steinkohleeinheiten (SKE) mit den im Energiebereich gebräuchlichen Multiplikatoren findet sich in Tabelle 3.2.

3.1.2 Status und bisherige Entwicklung der Versorgung der Welt mit Energie

Bearbeitet von Anne Bolle und Helga Steeg

Sowohl die gegenwärtige Struktur der Energieversorgung der Welt als auch die Veränderung der Energiesysteme im Laufe der letzten Jahrzehnte müssen erfaßt und untersucht werden, um die Weltenergiewirtschaft und -politik analysieren zu können. Dabei spielen folgende Elemente eine entscheidende Rolle für unser Verständnis: Energieproduktion und die Anteile der unterschiedlichen Energieträger an der Energieversorgung, Entwicklung der Energienachfrage und Anteile der Länder/Regionen an der Weltnachfrage, Einfuhrabhängigkeiten und Exportpotential, regionale Unterschiede im Pro-Kopf-Verbrauch an Energie und Energieintensitäten, Energiereserven und Angaben über Reserve-Produktionsverhältniszahlen.

Weltenergiewirtschaft



Weltölerzeugung

Abbildung 3.2: Anteile wichtiger Regionen und Länder an der Ölerzeugung der Welt von 3 164,8 Mio. TOE im Jahr 1993.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, London, June 1994.

Aus den Abbildungen 3.2 bis 3.5 gehen die Anteile wichtiger Regionen und Länder an der Erzeugung der fossilen Brennstoffe Öl, Erdgas und Kohle hervor. Während die Verteilung der Gesamtproduktion der fossilen Brennstoffe

Weltenergieerzeugung

[3] Daneben finden die Einheiten ›Quad‹ (von *Quadrillon*, das sind 10^{15} in angloamerikanischer Schreibweise), ›EJ‹ *Exajoule* und ›TWa‹ *Terawattjahr* Anwendung.

Weltgaserzeugung

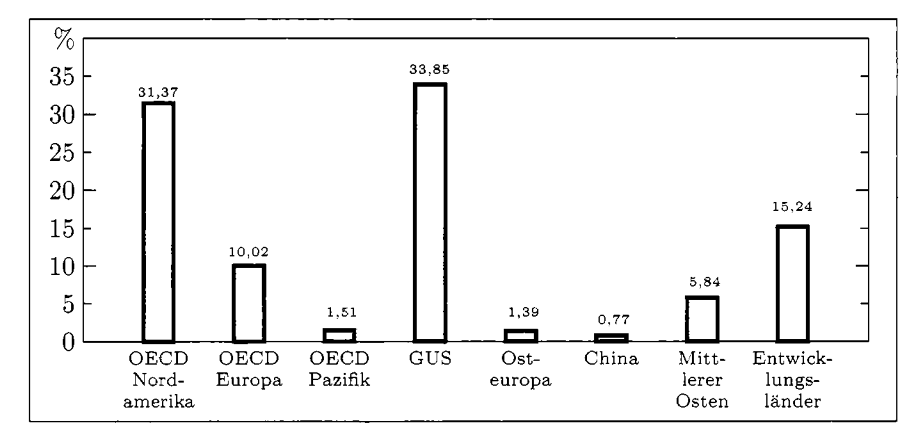


Abbildung 3.3: Anteile wichtiger Regionen und Länder an der Gaserzeugung der Welt von 1 888,9 Mio. TOE im Jahr 1993.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, London, June 1994.

Weltkohlenerzeugung

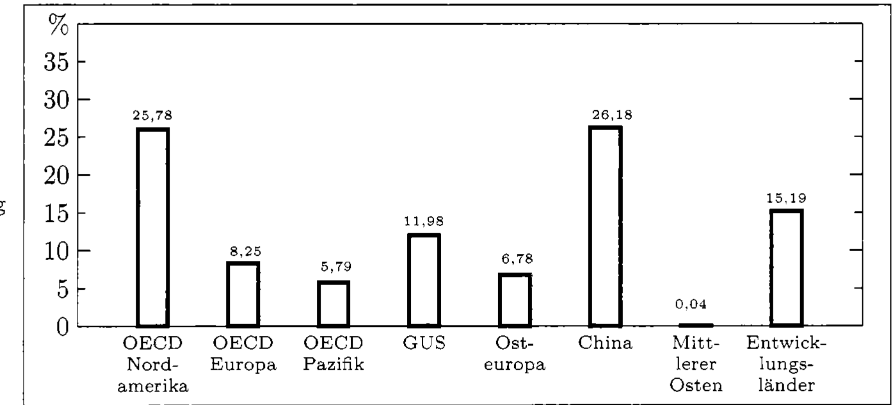


Abbildung 3.4: Anteile wichtiger Regionen und Länder an der Kohlenerzeugung der Welt von 2 133,1 Mio. TOE im Jahr 1993.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, London, June 1994.

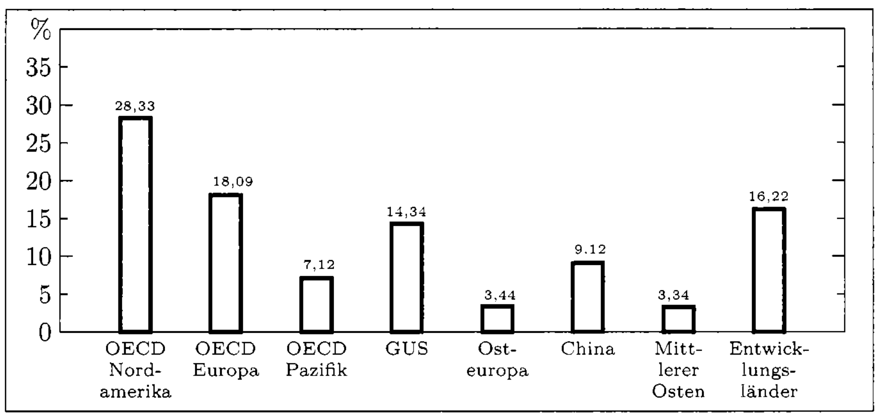
Weltölproduktion

auf Länder und Regionen 1993 relativ ausgeglichen war, sind die Anteile, bezogen auf die einzelnen Energieträger, deutlich anders. So hatten die OECD-Länder nur einen Anteil von ca. 24 % an der Weltölproduktion, während der Mittlere Osten und die Entwicklungsländer jeweils Anteile von fast 30 % hatten. Die *Gemeinschaft Unabhängiger Staaten* (GUS) produzierte knapp 13 % des Öls, China knapp 5 %.

Weltgasproduktion

Die größten Anteile der Erdgasproduktion lagen in der OECD mit über 40 %, von denen Nordamerika allein drei Viertel produzierte, und in der GUS mit 34 %. Die Region des Mittleren Osten hatte nur einen relativ kleinen Anteil an der Weltgasproduktion. Auch an der Kohlenerzeugung hatte die OECD mit fast 40 % einen großen Anteil. China allein stand für mehr als ein Viertel der Weltkohlenproduktion.

Weltkohlenproduktion

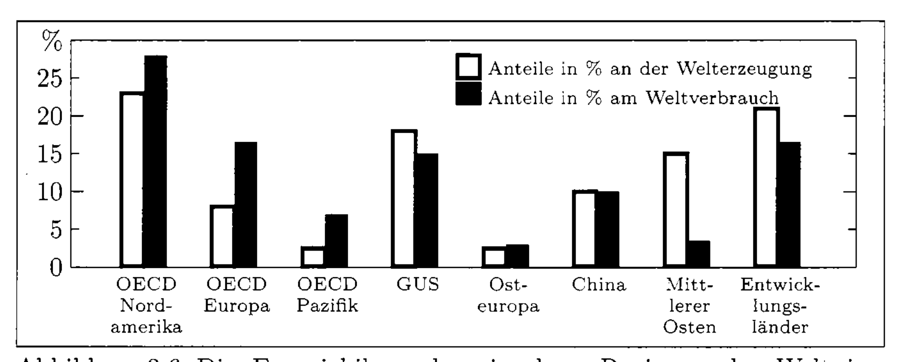


Welt-Primärenergieverbrauch

Abbildung 3.5: Anteile wichtiger Regionen und Länder am Primärenergieverbrauch der Welt von 7 804,3 Mio. TOE im Jahr 1993.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, London, June 1994.

Die Verteilung der Weltnachfrage nach Primärenergie[4] auf wichtige Regionen und Länder vervollständigt das Bild der Energieversorgungslage. 1993 standen die Mitgliedsländer der OECD für über die Hälfte des Gesamtverbrauchs, während die GUS nur knapp 15 % und die Gruppe der Entwicklungsländer nur ein knappes Sechstel der fossilen Brennstoffe verbrauchten. Der Mittlere Osten hatte mit 3,3 % des Gesamtverbrauchs den kleinsten Anteil des Primärenergieverbrauchs (siehe Abbildung 3.5).

fossile Brennstoffe



Welt-Energiebilanz

Abbildung 3.6: Die Energiebilanz der einzelnen Regionen der Welt im Jahr 1993.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, London, June 1994.

Der Vergleich der Anteile an Erzeugung und Verbrauch von fossilen Brennstoffen ergibt eine Energiebilanz, die in Abbildung 3.6 dargestellt ist. Hier wird deutlich gemacht, daß die Anteile der westlichen Industrieländer am Verbrauch von Energie bei weitem größer waren als ihre Anteile an der Energieerzeugung. Für die Energieversorgung dieser Länder besteht also

[4] Wenn nichts anderes gesagt ist, schließt der Primärenergieverbrauch die nichtkommerziellen Energieträger wie Holz, Torf und Tierabfälle nicht ein, da Daten dafür oft unzulänglich sind. In einigen Ländern spielen diese Energieträger dennoch eine wichtige Rolle.

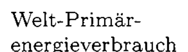
eine klare Abhängigkeit von Importen aus anderen Ländern und Regionen. Der Mittlere Osten hingegen hatte einen weitaus größeren Anteil an der Erzeugung als am Verbrauch fossiler Brennstoffe und exportierte folglich den bedeutenden Teil seiner Produktion. Auch die GUS und die Entwicklungsländer gehörten zur Gruppe der Nettoexporteure, da ihr Anteil an der Erzeugung ebenfalls größer war als ihr Anteil am Verbrauch.

Energieexporte

Erdöl war auch 1993 der dominierende Energieträger und deckte den Weltenergieverbrauch mit 40 %. Kohle trug mit gut einem Viertel und Erdgas mit gut einem Fünftel zur Deckung des gesamten Verbrauchs bei, während Wasserkraft mit 2,5 % und Kernenergie mit gut 7 % nur einen relativ kleinen Teil des Weltenergiekonsums deckten (siehe Abbildung 3.7).

Dies beschreibt den Status der Versorgung der Welt mit Energie 1993. Während die Entwicklungstendenzen für die Weltenergieversorgung in Kapitel 3.1.4 behandelt werden, soll hier auch ein Rückblick auf die Versorgungslage der vergangenen 20 Jahre vorgenommen werden. Aus den Abbildungen 3.8 und 3.9 geht die hierfür notwendige Information hervor. Es fällt auf, daß der Primärenergieverbrauch der Welt im Zeitraum von 1971 bis 1991 um insgesamt gut 60 % gestiegen ist. Während der durchschnittliche jährliche Zuwachs in den 70er Jahren bei etwa 3 % lag, wobei die Wachstumsraten in der letzten Hälfte des Jahrzehnts höher waren als in der ersten Hälfte, stieg der Energieverbrauch von 1980 bis 1985 mit durchschnittlich nur 1,5 % pro Jahr. Von 1985 bis 1989 hatte sich die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate wieder auf 2,9 % verdoppelt. Anfang der 90er Jahre hat sich der Weltenergieverbrauch kaum geändert, was vor allem auf einen fallenden Energieverbrauch in der von politischen und wirtschaftlichen Umwälzungen geprägten ehemaligen Sowjetunion zurückzuführen ist. In den 60er Jahren lag der durchschnittliche jährliche Zuwachs des Weltenergieverbrauchs noch bei über 5 %.

Anstieg des Primärenergieverbrauchs



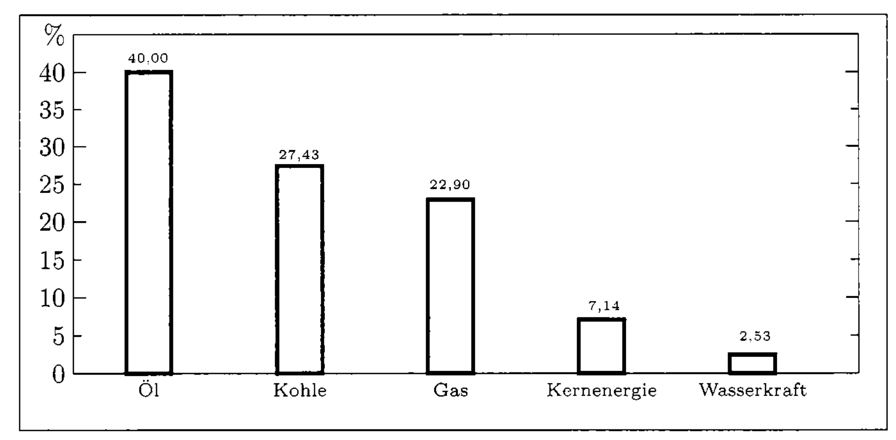
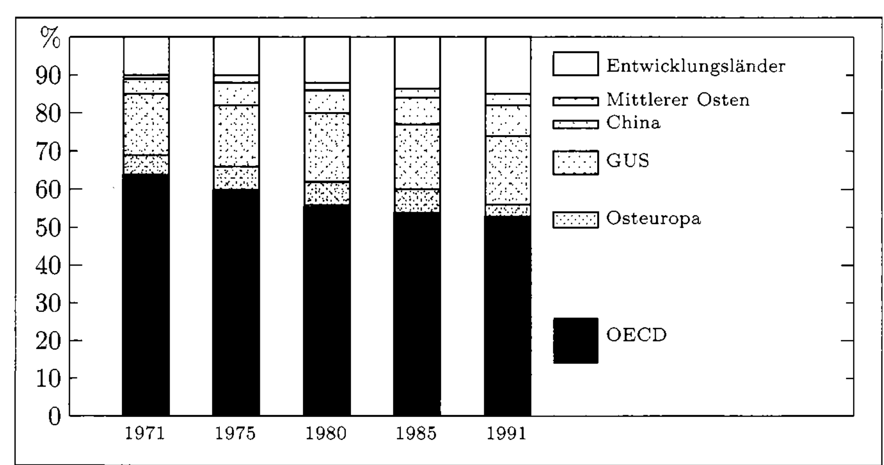


Abbildung 3.7: Primärenergieverbrauch der Welt von 7 804,3 Mio. TOE nach Energieträgern im Jahr 1993.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, London, June 1994.



Weltenergieverbrauch wichtiger Regionen

Abbildung 3.8: Anteile wichtiger Regionen und Länder am Welt-Primärenergieverbrauch seit 1971.
Quellen: IEA: *World Energy Outlook, 1994 Edition*, Paris 1994; eigene Berechnungen.

Besonders China und die Gruppe der Entwicklungsländer spielen eine zunehmend wichtige Rolle in der weltweiten Energiewirtschaft. In der Erzeugung von Primärenergie sind die Anteile der GUS und die der Entwicklungsländer deutlich gestiegen. Die regionale Verteilung des Primärenergieverbrauchs hat sich ebenfalls verschoben (siehe Abbildung 3.8). So ist der Anteil der westlichen Industrieländer (OECD) am Energieverbrauch stetig zurückgegangen, während sich die Anteile der Entwicklungsländer, Chinas und des Mittleren Ostens erhöhten. Das kommt in den durchschnittlichen jährlichen Steigerungsraten des Energieverbrauchs zum Ausdruck. Die Zuwachsraten der Entwicklungsländer, des Mittleren Ostens und von China lagen weit über dem weltweiten Durchschnitt, während der Energieverbrauch der OECD-Länder deutlich weniger als der Durchschnitt zunahm.

regionale Verteilung

Wie in Abbildung 3.9 veranschaulicht, hat sich auch die Zusammensetzung nach Energieträgern stark verändert. Während der Primärenergieverbrauch von 1971 bis 1991 um gut 60 % gestiegen ist, steigerte sich der Ölverbrauch um nur runde 30 %. Öl trug also 1991 weit weniger zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei als knappe 20 Jahre zuvor, sein Anteil am Primärenergieverbrauch verringerte sich von 47,8 % 1971 auf 39,2 % 1991. Besonders deutlich war dieser Rückgang in der ersten Hälfte der 80er Jahre, als Öl zunehmend durch andere Energieträger ersetzt wurde. Diese Anstrengungen wurden gerade in diesem Zeitraum verstärkt, nachdem der plötzliche Ölpreisanstieg 1979 die Verletzbarkeit der Volkswirtschaften durch einseitige Abhängigkeit von einem Energieträger zum zweiten Mal deutlich gemacht hatte. Außerdem wurden die nach der ersten Ölkrise von 1973 eingesetzten Ölsparmaßnahmen nach der »natürlichen« Verzögerungsspanne für solche Maßnahmen nun erst richtig wirksam. Nach und nach brach der starke Zusammenhalt der ölproduzierenden Länder in der OPEC zusammen, wozu OPEC-interne Interessenkonflikte sicherlich genauso beitrugen

Zusammensetzung nach Energieträgern

Öl

Ölpreisanstieg 1979

OPEC

Weltenergieverbrauch nach Energieträgern

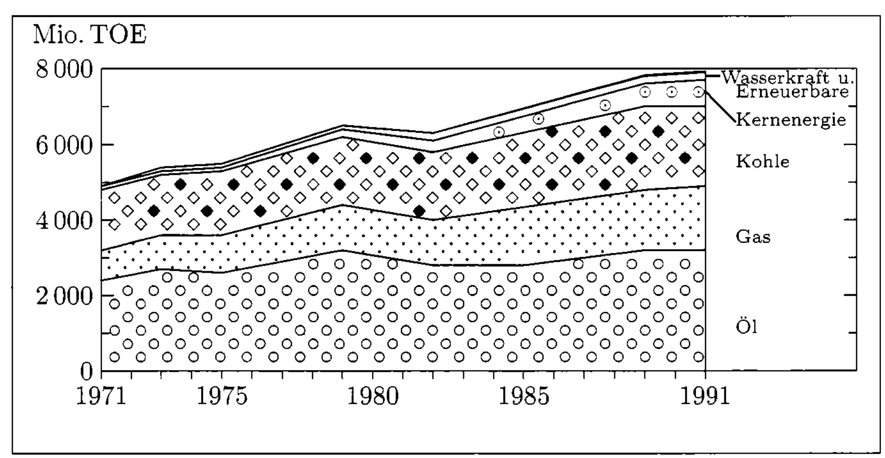


Abbildung 3.9: Entwicklung des Welt-Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern seit 1971.
Quellen: IEA: *World Energy Outlook, 1994 Edition*, Paris 1994; eigene Berechnungen.

wie die erhöhte Ölproduktion in anderen ölerzeugenden Regionen und die energiepolitische Zusammenarbeit der westlichen Industrieländer. Ungeachtet eines bedeutenden Ölproduktionsrückgangs in den Vereinigten Staaten erhöhte die OECD ihren Anteil an der Weltölerzeugung im besonderen durch die in den 70er Jahren beginnende Ölförderung im britischen und norwegischen Teil der Nordsee.

Erdgas

Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch stieg von 18 % 1971 auf knapp 22 % 1991. Besonders in Westeuropa spielt Erdgas eine zunehmend wichtigere Rolle, und im Zusammenhang mit umweltpolitischen Diskussionen wird Erdgas immer wieder als attraktiver Brennstoff gepriesen, so daß seine Rolle in der Zukunft an Bedeutung noch zunehmen mag.

Kohle

Der Kohlenanteil am Gesamtenergieverbrauch hielt sich seit 1971 auf etwa dem gleichen Niveau; Kohle deckt mit etwa 30 % ein knappes Drittel des Weltenergiebedarfs, und der gesamte Kohlenverbrauch ist marginal weniger gewachsen als der Primärenergieverbrauch. In der ersten Hälfte der 80er Jahre, dem Zeitraum der Nachfrageanpassung an den zweiten Ölpreisschock, war die jährliche Steigerungsrate für den Kohlenverbrauch allerdings fast doppelt so hoch wie die Zuwachsrate für den gesamten Energieverbrauch. Die vielfach vorhergesagte »Renaissance der Kohle« blieb jedoch aus und scheint aufgrund der Umweltbelastungen durch den Kohlenverbrauch auch in der Zukunft unwahrscheinlicher. In der Kohlenerzeugung spielten China und die Gruppe der Entwicklungsländer 1991 eine wichtigere Rolle als 1973; auf Kosten der Anteile der OECD, der GUS und Osteuropas erhöhten sie ihre Anteile an der Weltproduktion deutlich.

Wasserkraft

Die Bedeutung von Wasserkraft für den globalen Energieverbrauch hielt sich relativ stabil, jedoch deckte Wasserkraft 1991 nur 2,4 % des Weltenergiebedarfs. Die Entwicklung verlief in den einzelnen Regionen unterschiedlich. Während die Erzeugung von Wasserkraft in den OECD-Ländern von

1971 bis 1991 insgesamt um gut ein Drittel zunahm, war sie in den Entwicklungsländern 1991 mehr als dreimal so hoch wie 1971.

Kernenergie

Das stärkste Wachstum kann weltweit für die Kernenergie beobachtet werden. Allerdings muß man dabei berücksichtigen, daß die Kernenergie 1971 einen verschwindend kleinen Anteil am Weltprimärenergieverbrauch hatte und die Anwendung von Kernenergie sich erst in den 70er und 80er Jahren richtig verbreitete. So betrug der Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch 1991 noch immer »nur« 7 %, obwohl die durchschnittlichen jährlichen Steigerungsraten von 1971 bis 1975 bei 28 % und von 1975–1985 bei weit über 10 % lagen. Erst in der zweiten Hälfte der 80er Jahre verringerte sich die Zuwachsrate auf durchschnittliche 6,2 %, was wohl unter anderem auf den größeren Widerstand gegen Kernenergie in der Bevölkerung vieler Länder zurückzuführen ist. Abbildung 3.10 zeigt eine interessante Rangliste der Anteile von Kernenergie am gesamten Energieverbrauch und an der Elektrizitätserzeugung in den Ländern, die überhaupt Kernenergie erzeugen.

Anteil Kernenergie an Elektrizitätserzeugung

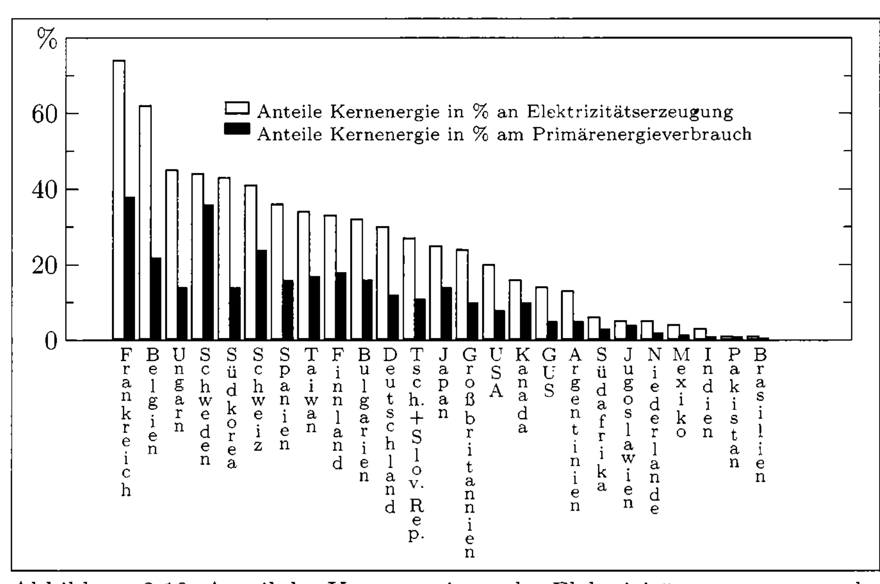


Abbildung 3.10: Anteil der Kernenergie an der Elektrizitätserzeugung und am Primärenergieverbrauch in einzelnen Ländern 1992.
Quellen: IEA: *Energy Balances of OECD Countries 1991–1992*, Paris 1994 und IEA: *Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries 1991–1992*, Paris, 1994.

Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch

Um die Entwicklung der Weltenergieversorgung im Laufe der vergangenen 20 Jahre zu verstehen, sollten auch die Faktoren kurz erläutert werden, die die Nachfrage nach Energie stark beeinflussen. Aus Abbildung 3.11 geht der Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch hervor. So haben Konjunkturschwankungen eine direkte Wirkung auf den Verbrauch von Primärenergie. Während der Rezession 1974/75 und 1979–82 nahm der Energieverbrauch besonders stark ab, um in den Jahren des

OECD-Wachstumsraten

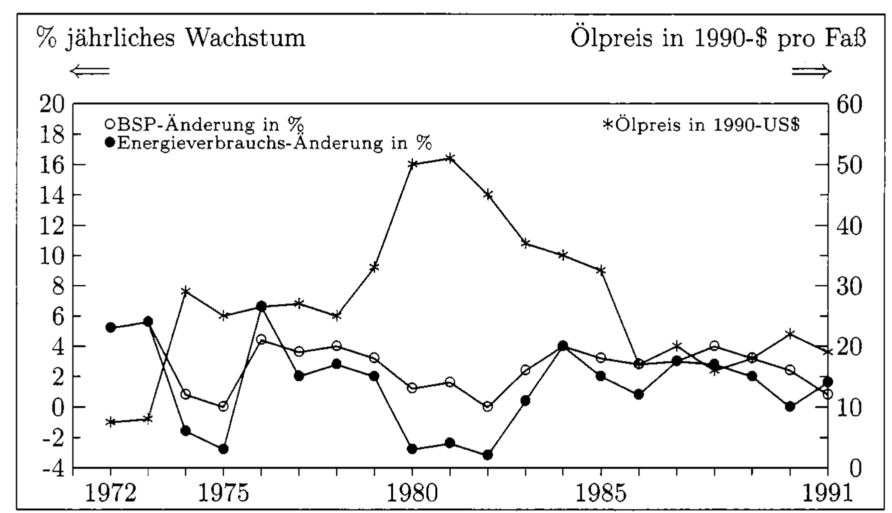


Abbildung 3.11: Durchschnittliche jährliche Wachstumsraten in der OECD.
Quellen: IEA: *World Energy Outlook, 1994 Edition*, Paris, 1994 und eigene Berechnungen.

wirtschaftlichen Aufschwungs wieder zu steigen. Auch wird der kontrazyklische Effekt der Ölpreisschwankungen in Abbildung 3.11 veranschaulicht. Die Raten für Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch fielen mit steigenden Ölpreisen, lagen auf einem niedrigen Niveau, als die Ölpreise besonders hoch waren (von 1979 bis 1983) und stiegen ab 1986 wieder an, nämlich als Folge des Falls der Ölpreise.

Energieverbrauch

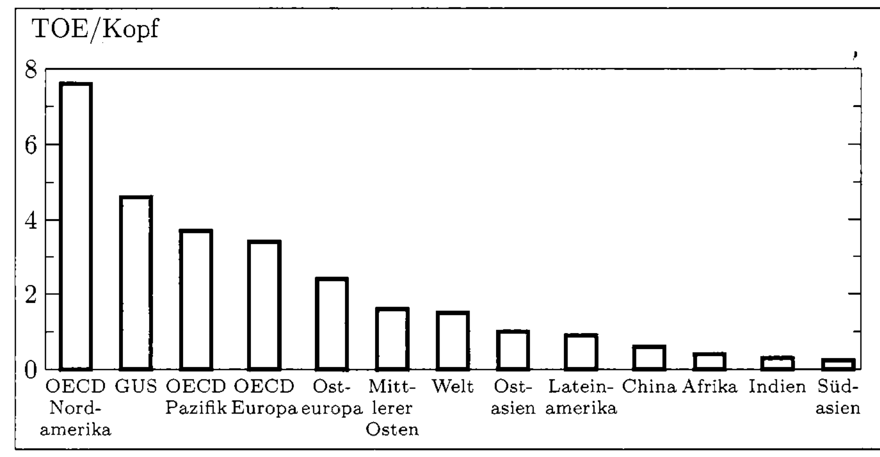


Abbildung 3.12: Energieverbrauch pro Kopf im Jahr 1991.
Quellen: IEA: *World Energy Outlook, 1994 Edition*, Paris, 1994; eigene Berechnungen.

Pro-Kopf-Energieverbrauch

Andere Faktoren, die Änderungen im Energieverbrauch beeinflussen und regionale Unterschiede hervorrufen, sind Unterschiede im Energieverbrauch pro Kopf und Unterschiede der Energieintensitäten in den einzelnen

Ländern, d.h. des Energieverbrauchs pro Einheit des Bruttosozialprodukts. In Abbildung 3.12 wird deutlich, daß der Energieverbrauch pro Kopf stark variiert; 1991 betrug der Verbrauch in einigen Industrieländern das Zehnfache des Verbrauchs einiger Entwicklungsländer. Andererseits ist der Pro-Kopf-Verbrauch der OECD-Länder zwischen 1971 und 1991 nur mit 0,7 % pro Jahr gestiegen, während die durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten für die meisten Entwicklungs- und ölproduzierenden Länder zwischen 4 und 7 % lagen. Die Energieintensitäten der OECD-Wirtschaften haben sich seit 1970 im Durchschnitt um 1,4 % verringert, hingegen sind sie in den meisten anderen Ländern gestiegen, d.h. 1991 wurde dort mehr Energie pro Einheit BSP verbraucht als 1971. Diese Unterschiede in den Wachstumsraten erklären die oben beschriebene Verschiebung der Anteile des Primärenergieverbrauchs. Ob sich diese Entwicklung in der Zukunft fortsetzen wird, soll in einem anderen Kapitel beleuchtet werden.

3.1.3 Langzeitprobleme der Energieversorgung

Von Hans Michaelis

3.1.3.1 Vorbemerkung

Die Notwendigkeit, die Kernenergie zu entwickeln, war jahrzehntelang praktisch unbestritten. Erst Anfang der 70er Jahre wurde in der Bundesrepublik deren Ausbau in Frage gestellt. Deutlich verstärkt geschah dies nach der Reaktorkatastrophe von Tschernobyl am 26. April 1986. Daher soll hier zunächst untersucht werden, ob es möglich oder vertretbar ist, langfristig auf Kernenergie zu verzichten. Diese Frage kann nur in einer weltweiten Betrachtungsweise mit Ja oder Nein beantwortet werden. In einer mehr und mehr wirtschaftlich verflochtenen, auf Arbeitsteilung angewiesenen Welt hat es keinen Sinn zu fragen, ob Deutschland langfristig die Kernenergie entbehren kann, solange die übrige Welt dies nicht tut, da sie glaubt, darauf angewiesen zu sein[5].

Verzicht auf Kernenergie?

3.1.3.2 Problemstellung

Ende der 70er Jahre waren die energiewirtschaftlichen Auseinandersetzungen vorrangig bestimmt durch die besorgte Frage, wie lange die Vorräte

Vorräte fossiler Brennstoffe

[5] Der Autor hat aus den genannten Gründen stets abgelehnt, Voraussagen über die *deutsche* Energieversorgung zu machen, die über die Jahrhundertwende hinausgehen. Wie problematisch solche Voraussagen sein können, zeigt beispielhaft die Annahme der vom 8. Deutschen Bundestag eingesetzten 1. Enquete-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik«, im Bundesgebiet werden im Jahr 2030 insgesamt 50 Mio. Menschen leben. Diese Voraussage übersieht die durchaus gegebene Möglichkeit einer positiven Änderung des gegenwärtigen Trends in den Geburtsraten und berücksichtigt darüber hinaus nicht, daß die Weltbevölkerung sich in den nächsten 50 Jahren etwa verdoppeln wird und ein Gebiet wie das Bundesgebiet mit vergleichsweise so hervorragender Infrastruktur an Wohnungen, Produktionsmitteln, Verkehrseinrichtungen usw. dem wachsenden Bevölkerungsdruck von außen, der bei einem Rückgang der Wohnbevölkerung um 20 % entstünde, kaum standhalten könnte.

an fossilen Brennstoffen noch reichen werden[6]. Vor allem war es die auf eine möglichst langfristige Erhaltung ihrer Reserven und damit auf eine Begrenzung der Förderung gerichtete Politik der OPEC-Länder, die zu diesen Auseinandersetzungen den Anstoß gab. Im internationalen und im jeweiligen nationalen Rahmen ist die Energiepolitik damit in drei Richtungen herausgefordert:

drei Forderungen an die Energiepolitik

- Sie muß für eine rationelle Nutzung der vorhandenen begrenzten Vorräte an fossilen Brennstoffen sorgen.
- Sie muß der Kernenergie bessere Entwicklungsmöglichkeiten geben, das jedenfalls ist die Antwort aller Energiewirtschaftler, die keinen Anlaß sehen, die Kernenergie grundsätzlich abzulehnen.
- Sie muß sich bemühen, die neuen – regenerativen – Energiequellen (Wind, Gezeiten, Erdwärme und Sonne) zur Deckung eines zunehmenden Anteils am Energiebedarf vorzubereiten.

Vor allem haben die drei folgenden Untersuchungsteams versucht, eine Antwort auf die hier gestellten Fragen mit einem zeitlich weiter hinausgeschobenem Horizont bis zum Jahr 2020 zu geben:

globale Energieprognosen

- die im Rahmen der 10. Weltenergiekonferenz (WEC) 1977 in Istanbul eingesetzte und im Rahmen der beiden folgenden Konferenzen (München 1980 und New Delhi 1983) fortgeführte *Conservation Commission*;
- das in Laxenburg bei Wien domizilierte *International Institute for Applied Systems Analysis* (IIASA): *Energy in a Finite World – a Global Systems Analysis*, 1981[7].
- der Weltenergierat, hier vor allem sein letzter Globalbericht: *Energy for Tomorrows World*, 1993[8].

Sicherlich, es existiert eine Vielzahl anderer globaler Energie-Szenarien, vor allem von Autoren und Teams, die dartun wollen, daß es gelingen kann, ein weltweites Energieversorgungssystem zu entwickeln, das auf Kernenergie verzichtet und zudem noch erreicht, daß die Umweltbelastungen deutlich verringert werden.

Allen diesen Szenarien ist gemeinsam, daß sie weit ab sind von der Chance, verwirklicht zu werden. Als Beispiel sei das Szenario des bekannten

[6] Die erste Auflage dieses Buches (1977) gab auf diese Frage nur eine pauschale Antwort (S. 490 f.): »Ein Vergleich zwischen dem kumulierten Energiebedarf während der nächsten 100 Jahre (3–5 Billionen t SKE) und den vermutlich technisch und mehr noch den nach heutigem Stand ökonomisch gewinnbaren Vorräten (3,3 bzw. 0,9 Billionen t SKE) zeigt zweifelsfrei, daß der Energiebedarf der Welt nur noch während einer begrenzten Zeit durch Verfeuerung fossiler Brennstoffe gedeckt werden kann. Die Kohlenwasserstoffe, auf die 1975 62 % des Weltverbrauchs entfielen, die aber nur rd. 40 % der technisch (und wirtschaftlich) gewinnbaren Vorräte ausmachen, werden auch bei voller Nutzung der Ölschiefer und Teersande schon um die Jahrhundertwende knapp werden. Die Versorgungslücke könnte durch die Kohle gedeckt werden, deren technisch und vor allem wirtschaftlich gewinnbare Vorräte aber auch nicht lange reichen werden. Dabei ist natürlich auch zu fragen, ob unsere und die beiden folgenden Generationen befugt sind, die begrenzten Vorräte an günstig abbaubaren fossilen Brennstoffen zu einem wesentlichen Teil zu verbrennen.«.

[7] W. Häfele: *Energy in an Finite World – a Global Systems Analysis*, Cambridge/Mass. 1981.

[8] World Energy Council: *Energy for Tomorrows World*, New York 1993.

Tabelle 3.3: Globaler Primärenergieverbrauch: Vergleich der Aussagen von A. Lovins (1981) mit den Ist-Werten und dem Referenz-Szenario (Case B) des Weltenergierats – WEC (1993)

Jahr	WEC	Lovins	WEC(Lovins=100)
	Mrd. t. SKE		%
1970[a]	7,5		
1975[a]	8,8	8,8	100
1980[a]	10,1		
1990[a]	12,6		
2000	14,5	7,6	191
2010	16,6		
2020	19,1		
2030	21,9	5,6	391

[a] Die Werte der Jahre 1970 bis 1990 sind Istwerte.
Quellen: World Energy Council: *Energy for Tomorrows World*, New York 1993; A. B. Lovins, L. Hunter Lovins, F. Krause und W. Bach: *Wirtschaftlicher Energieeinsatz – Lösung des* CO_2*-Problems*, C. F. Müller-Verlag, 1983 (Original: *Least Cost Energy, Solving the* CO_2 *Problem*, Endouver/Mass., 1981).

globaler Primärenergieverbrauch

amerikanischen Ökologen A. B. Lovins aus dem Jahr 1982 erwähnt, das voraussagt, daß der Weltenergieverbrauch zwischen 1975 und 2030 um 37 % zurückgeht und zudem die Erneuerbaren (Wasserkraft, Sonne, Wind usw.) in diesem letzten Jahr einen Anteil von 82 % am Gesamtaufkommen der Energie erreichen werden. Es ist schon interessant, diese Voraussagen des Jahres 1982 mit den inzwischen erreichten Ist-Werten und der inzwischen einigermaßen realistisch eingeschätzten Prognose des Weltenergierats zu vergleichen (siehe Tabelle 3.3).

A. B. Lovins

3.1.3.3 Gemeinsame Aussagen

Drei fundamentale Aussagen sind allen genannten Langzeitprognosen gemeinsam:

Weltenergiebedarf

(1) Eine Langzeitprognose für den Weltenergiebedarf muß beachten, daß die *Weltbevölkerung* von derzeit etwa 5 Mrd. Menschen (UNO Demographic Yearbook: 4,336 Mrd. im Jahr 1980) sich im Laufe der vor uns liegenden 100 Jahre wohl verdreifachen, mit Sicherheit aber wenigstens verdoppeln wird. Nach einer im März 1981 bekanntgegebenen Schätzung rechnet die UNO mit folgender Entwicklung der Weltbevölkerung: 6,1 Mrd. Menschen im Jahr 2000; 7,0 Mrd. im Jahr 2010; 8,3 Mrd. im Jahr 2025. Diese Steigerung der Bevölkerungszahl wird vor allem in den jetzigen Entwicklungsländern stattfinden. Gegenwärtig haben diese Länder in Süd- und Südostasien, Afrika und Lateinamerika an der Weltbevölkerung einen Anteil von etwa 50 %. Die übrigen 50 % teilen sich die westlichen Industrieländer, die GUS mit dem übrigen Osteuropa und die Volksrepublik China (allein über 1 Mrd. Einwohner) mit Nordkorea, Vietnam usw.

Zunahme der Weltbevölkerung

Gemäß einer Prognose der UNO werden von den 10,5 Mrd. Menschen im Jahr 2100 allein 9,1 Mrd. Menschen (87 %) in den Entwicklungsländern

der Dritten Welt (Entwicklungsländer plus VR China) leben. Für das Jahrfünft 1980–1985 wird die Wachstumsrate der Bevölkerung für die Entwicklungsländer auf 2,4 % p.a., für Europa und die GUS auf 0,6 % p.a. und für Nordamerika auf 0,8 % p.a. geschätzt[9]. Da nun aber gerade die Entwicklungsländer im Energieverbrauch mehr oder weniger vom Status Null ausgehen und im Streben nach verbessertem Lebensstandard hohe Verbrauchszuwachsraten erreichen wollen und auch erreichen werden, ist die langfristige Entwicklung des Weltenergiebedarfs vornehmlich durch diese Länder bestimmt.

Dazu einige Hinweise, die die Dimension dieses Weltproblems erkennen lassen: Gegenwärtig vermehrt sich die Weltbevölkerung täglich um mehr als 200 000 Menschen, davon allein 170 000 in den Entwicklungsländern und der Volksrepublik China. Nur ganze 30 000, d.h. 15 %, des täglichen *Bevölkerungswachstums* entfallen insgesamt auf die westlichen Industrieländer (Westeuropa, Nordamerika, Japan und Australien/ Neuseeland) und die vordem kommunistischen Länder, hier vor allem die GUS.

Sicherstellung der Ernährung

Vordringliches Weltproblem ist die *Ernährung*. Ungeachtet einer durchschnittlichen Steigerung der Weltnahrungsmittelproduktion um etwa 2,5 % p.a. seit Anfang der 60er Jahre (FAO)[10] bei nur vergleichsweise wenig ausgeweiteten Anbauflächen, d.h. im wesentlichen durch Intensivierung der Agrarerzeugung, sind »die Grundprobleme der Ernährung nach wie vor ungelöst« (UNO-Welternährungsrat). Die FAO schätzt, daß derzeit 450 Mio. Menschen ständig hungern und unterernährt sind. Immerhin habe sich diese Zahl seit 1974 nicht erhöht.

Entwicklungsländer

Die Entwicklungsländer benötigen ein Mehr an Energie vor allem zur Intensivierung ihrer Landwirtschaft, die nur durch Verbesserung der Schädlingsbekämpfung, der Düngung und der Bewässerung erreicht werden kann. All dies erfordert zusätzlichen Energieeinsatz in kaum absehbarem Umfang.

Verstädterung

Bei alledem ist auch an die in den Entwicklungsländern beängstigend zunehmende *Verstädterung* zu denken, die für die aus ihrer ländlichen Umwelt losgelösten Arbeitsuchenden zumindest einen Mehrverbrauch an Energie erforderlich macht, um ein lebenswertes Leben zu gewährleisten. Die UNO erwartet, daß zur Jahrhundertwende jeder dritte Mensch in einer Stadt eines Entwicklungslandes leben wird. Mexico City zählt dann 31 Mio., Sao Paulo 26 Mio., Shanghai und Tokio-Yokohama jeweils 24 Mio., New York 22 Mio. und Peking 21 Mio. Einwohner (UNO). Auch Rio de Janeiro, Kalkutta, Bombay und Djakarta werden am Ende dieses Jahrhunderts mehr als 15 Mio. Einwohner aufweisen. In diesen Ländern könnten nur hohe reale Wachstumsraten die ärgste Not in Grenzen halten, vor allem eine unerträgliche Arbeitslosigkeit verhindern.

---

[9] Die Weltbevölkerung ist im Jahrfünft 1970–1975 um jährlich 1,9 % und im Zeitabschnitt 1975–1979 um jährlich 1,7 % gewachsen.

[10] Weltbank: *Weltentwicklungsbericht 1982*: »Das Wachstum im Agrarsektor war während der letzten drei Jahrzehnte hoch und überstieg alle früheren Erfahrungen und Erwartungen.«.

Tabelle 3.4: »Weltdaten« für die nächsten 200 Jahre

Welt-bevölkerung		Welt-sozialprodukt (1976)		Welt-energieverbrauch	
Jahr	Mrd.	Bill. US-$ total	US-$ je Einw.	Mrd. t SKE	t SKE je Einw.
1975	4,0	5,2	1 300	9	2,3
2000	6,6	17	2 600	21	3,3
2025	9,8	55	5 600	43	4,4
2075	14,6	146	10 400	86	5,9
2175	15,0	300	20 000	129	8,6

Quelle: H. Kahn: *The Next 200 Years*, 1976.

Weltdaten für die nächsten 200 Jahre

(2) Die Verknappung und Verteuerung des Energieangebots wird in wachsendem Umfang Veranlassung geben, Energie rationeller zu verwenden. Eine wie auch immer geartete *totale* »Entkoppelung« des Wachstums des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum wird aber nicht zu erreichen sein. Solange das reale Weltsozialprodukt zunimmt, wird auch der Verbrauch an Energie steigen, wenn auch sicherlich immer langsamer.

rationellere Energieverwendung

Zur Illustration hier eine Voraussage des bekannten Zukunftsforschers H. Kahn aus »The next 200 years«. Tabelle 3.4 dient nur dazu, die Entwicklungstendenz und die Relationen aufzuzeigen[11]. Prognosen über eine Zeit von 200 Jahren sind in jedem Falle spekulativ.

(3) Keine »*neue*« Energie – Wind, Gezeiten, Erdwärme, Sonne und thermonukleare Fusion, um nur die wichtigsten Energiequellen zu nennen – wird bis zur Jahrhundertwende einen mehr als bescheidenen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Nur auf lange Sicht kann man hoffen, daß dies für die eine oder die andere Energie möglich sein wird, am ehesten wohl für die Sonnenenergie oder die Kernfusionsenergie. Ob, wann und wie dies gelingt, läßt sich heute noch nicht absehen. Jedenfalls sind von Erfolg gekrönte langfristige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten die Voraussetzung.

erneuerbare Energien

Der Weltenergierat erwartet, daß die »Erneuerbaren« mit den aus der Tabelle 3.5 abzulesenden Anteilen zur globalen Energieversorgung beitragen.

Weltenergierat zu den Erneuerbaren

Zu einem für möglich gehaltenen höherem Beitrag der Erneuerbaren zur globalen Energieversorgung gab der Weltenergierat den folgenden Kommentar:

> »Die Empfehlungen des 15. Weltenergiekongresses zu den Erneuerbaren in dem auf eine optimale Entwicklung Erneuerbarer ausgerichteten »Ecologically Driven Case C« stützen sich auf den Bericht der Studiengruppe »Erneuerbare Energiequellen« der Konferenz. In diesem Bericht wird die Überzeugung ausgesprochen, es werde gelingen, den Beitrag der »Neuen Erneuer-

[11] Dieses Kapitel verwendet als Einheit für den Energieverbrauch konsequent die Tonne Steinkohleeinheit (t SKE).

Anteil Erneuerbare an der Weltenergieversorgung

Tabelle 3.5: Die Rolle der »Erneuerbaren« in der Welt-Primärenergieversorgung

Jahr	Wasserkraft %	Traditionelle[a] %	»neue« Erneuerbare[b] %	Insgesamt [Mrd. t SKE]
1990	5	11	2	2 236
2020	7	10	4	3 942

[a] nicht gehandelte Energien – vornehmlich pflanzliche und tierische Produkte und Nebenprodukte, die in den Entwicklungsländern Verwendung finden.
[b] Sonne, Wind, Erdwärme, Biomasse, Ozeane, kleine Wasserkraftwerke.
Quelle: World Energy Council: *Energy for Tomorrows World – Case B*, New York 1993.

baren« zur Welt-Energieversorgung bis zum Jahr 2020 auf 13 bis 14 % zu erhöhen. Im Bericht der Studiengruppe wird aber festgehalten, daß diese Erhöhung des Beitrags auf nahezu das Zehnfache technisch möglich sei, aber nur erreicht werden könne auf der Grundlage einer umfassenden und dauerhaften neuen Anstrengung der gesamten internationalen Gemeinschaft, die eine geänderte Orientierung der Prioritäten der weltweiten Energiepolitik einschließt. Auf dem Kongreß wurde wiederholt zum Ausdruck gebracht, daß dies das äußerstenfalls Erreichbare sei.«

3.1.3.4 Die WEC-Aussage

Bearbeitet von Martin Czakainski und Hans Michaelis

Conservation Commission des WEC

Die im Rahmen der 10. Weltenergiekonferenz (Istanbul, September 1977) eingesetzte Conservation Commission hatte sich die Aufgabe gesetzt, die Entwicklung der Energienachfrage (gesamte Welt unter Einschluß der damaligen kommunistischen Länder) und die Möglichkeiten einer Deckung dieser Nachfrage für die Zeit bis zum Jahr 2020 zu untersuchen und auf dieser Grundlage Vorschläge für eine Erhaltung – »conservation« – der Energievorräte zu erarbeiten. Im Rahmen der folgenden Weltenergiekonferenzen wurde diese Arbeit fortgeführt.

Wechsel bei den globalen Präferenzen

Während die Konferenzen bis Mitte der 80er Jahre insbesondere von den Aspekten Versorgungssicherheit, Weltenergiemarktsituation sowie strukturelle Probleme in einzelnen Ländern und Regionen geprägt waren, verschob sich auf der 14. Weltenergiekonferenz Mitte September 1989 in Montreal/Kanada die Diskussion von den ökonomischen und technischen auf die umwelt- und gesellschaftspolitischen Fragestellungen. Ihr Fazit: eine Neuorientierung der Energie- und Umweltpolitik ist unumgänglich, soll das als erforderlich angesehen weitere Wachstum des Energiebedarfs mit erträglichen Belastungen für die globale Umwelt- und Klimasituation vereinbar sein. Energieeinsparung, rationeller Energieeinsatz und verstärkte Nutzung von CO_2-freien Energieträgern wie Kernenergie und regenerative Energie-

quellen waren die Antworten der Fachleute auf die drängenden Fragen nach der Gestaltung der Neuorientierung[12].

Tabelle 3.6: Kenndaten für das WEC-Referenz-Szenario Case B

	1980–1990	**1990–2020**
Bevölkerungswachstum in % p.a.	1,8	1,4
Wirtschaftswachstum in % p.a.	3,1	3,3
Änderung der Energieintensität[a] in % p.a.		
– in den westl. Industrieländern	−1,85	−1,9
– In den vordem kommunist. Ländern	−0,35	−2,1
– in den Entwicklungsländern[b]	+0,15	−1,7
– weltweit	−0,90	−1,9
Energieverbrauch in Mrd. t Öleinheiten[c]	**1990**	**2020**
– in den westl. Industrieländern	4,0	4,6
– in den vordem kommunist. Ländern	1,9	1,9
– in den Entwicklungsländern[b]	2,9	6,9
– weltweit	8,8	13,4
	1960–1990	**1990–2020**
Erhöhung des Energieverbrauchs in % p.a.	3,3	1,4
Erhöhung der Stromerzeugung in % p.a.	5,5	2,3
	1990	**2020**
CO_2-Emissionen in Mrd. t C[d]	5,9	8,4
	1990–2020	
Erhöhung der CO_2-Emissionen	42 %	

[a] gesamter Primärenergieverbrauch je US-Dollar Bruttosozialprodukt zu Preisen von 1985.
[b] einschließlich der Volksrepublik China.
[c] 1 Mrd. t Öleinheiten = 42 EJ (Exajoule) = 42×10^{18} J.
[d] 1 t CO_2 = 3,66 t C.
Quelle: World Energy Council: *Energy for Tomorrows World*, New York 1993.

WEC-Referenz-Szenario Case B

Die Themenverschiebung setzte sich auf der 15. Weltenergiekonferenz Mitte September 1992 in Madrid fort. Im Mittelpunkt stand insbesondere die Frage, inwieweit angesichts der wachsenden Sorgen um mögliche Klimaveränderungen die ungebremst weiter wachsende Bevölkerung zur Erzielung eines nachhaltigen Wachstums mit Energieträgern versorgt werden kann.

Klimaproblematik

Die vom Weltenergierat erarbeitete und in den Grundzügen auf dem Weltenergiekongreß im Herbst 1992 in Madrid vorgestellte Prognose[13] der Entwicklung der Weltenergiewirtschaft bis zum Jahr 2000 läßt sich zu den drei Tabellen 3.6 bis 3.8 zusammenfassen. Zugrundegelegt ist das »Referenz-Szenario Case B«. Dieses Szenario stieß bei den Vertretern der

[12] Vgl. M. Czakainski und H. Michaelis: *14. Weltenergiekonferenz – Tendenzen, Ergebnisse, Bewertungen*, in: »et« 11/89, Seite 694 ff.

[13] H. Michaelis und M. Czakainski: *Energie für die Welt von morgen, Analyse, Ergebnisse und Bewertung des 15. Weltenergiekongresses*, in »et« 11/92, S. 742.

Energie für die Welt von morgen

Entwicklungsländer auf Bedenken. Um dem Rechnung zu tragen, wurde ein »modifiziertes Referenz-Szenario Case B_1« entwickelt, das für 2020 zu einem um 20 % höheren Primärenergieverbrauch gelangt, der ganz überwiegend in den Entwicklungsländern stattfindet. Auf das außerdem entwickelte »Ecologically Driven Scenario Case C« wird in diesem Buch im Zusammenhang mit der Untersuchung der Umwelt- und CO_2-Problematik eingegangen werden.

Zwischen 1990 und 2020 wird sich die prozentuale Zusammensetzung des Energieverbrauchs nach Primärenergien – der Energiemix – deutlich ändern (siehe Tabelle 3.7).

Energiemix im WEC-Referenz-Szenario

Tabelle 3.7: Energiemix im WEC-Referenz-Szenario Case B

	1990		**2020**		**1990–2020**
	Mrd. t[a]	%	Mrd. t[a]	%	Δ %
Kohle	2,3	26	3,0	24	+40
Öl	2,8	32	3,8	28	+35
Gas	1,7	19	3,0	21	+65
Wasserkraft	0,5	6	0,8	8	+109
Kernenergie[b]	0,4	5	0,9	6	+79
Traditionelle[c]	0,9	11	1,3	10	+42
neue Erneuerbare[d]	0,2	2	0,5	4	+255
insgesamt	8,8	100	13,4	100	+53

[a] 1 Mrd. t Öleinheiten = 42 EJ (Exajoule) = 42×10^{18} J.
[b] an der Stromerzeugung: 17 % in 1990 und 15 % in 2020.
[c] nicht gehandelte Energien – vornehmlich pflanzliche und tierische Produkte und Nebenprodukte, die in den Entwicklungsländern Verwendung finden.
[d] Sonne, Wind, Erdwärme, Biomasse, Ozeane und kleine Wasserkraftwerke.
Quelle: World Energy Council: *Energy for Tomorrows World*, New York 1993.

Die Tabelle 3.8 beschreibt die Entwicklung der Weltenergieversorgung gemäß dem nach den in den Tabellen 3.6 und 3.7 wiedergegebenen Kriterien konzipierten Referenz-Szenario. Danach steigt der gesamte Energieverbrauch global um 4 602 Mio. TOE, d.h. um 53 %, und zwar in den westlichen Industrieländern um etwa 500 Mio. TOE ≈ 12 %, in den vordem kommunistischen Ländern um etwa 100 Mio. TOE ≈ 6 % und in den Entwicklungsländern um fast 4 000 Mio. TOE ≈ 137 %. Von der gesamten Steigerung des Energieverbrauchs entfallen demnach allein auf diese Ländergruppe 87 %.

3.1.3.5 Schlußfolgerungen

Von Hans Michaelis

globale energiepolitische Herausforderungen

Die auf uns zukommenden Probleme der Versorgung der Welt mit Energie lassen sich zu den folgenden Aussagen zusammenfassen:

(1) Vor allem die steigende Energienachfrage der in der Bevölkerungszahl und im Pro-Kopf-Sozialprodukt rasch wachsenden Entwicklungsländer wird den zukünftigen Weltenergiebedarf bestimmen.

Tabelle 3.8: Nach dem WEC-Referenz-Szenario Case B zwischen 1990 und 2020 erwartete Änderungen des Primärenergieverbrauchs, aufgegliedert nach Regionen

Region	1990		2020		Änderung	
	Mio. TOE[a]	%	Mio. TOE[a]	%	Mio. TOE[a]	%
Nordamerika	2 157	24,5	2 337	17,5	+181	+8
Lateinamerika	577	6,6	1 397	10,4	+869	+149
Westeuropa	1 462	16,6	1 726	12,9	+259	+18
Mittel-/Osteuropa	292	3,2	319	2,4	+27	+9
GUS	1 447	16,4	1 529	11,4	+77	+6
Mittel-/Ost-/Nordafrika	317	3,6	864	6,5	+510	+172
südl. Afrika	266	3,0	690	5,2	+425	+160
Pazifik	1 843	20,9	3 482	26,1	+1 683	+91
–darin: VR China	950	10,8	2 000	15,0	+1 097	+115
Südasien	446	5,1	1 015	7,6	+571	+127
Welt gesamt	8 807	100	13 359	100	+4 602	+53

[a] 1 Mio. TOE = 1 Mio. t Öleinheiten = 42 PJ (Petajoule) = 42×10^{15} J.
Quelle: World Energy Council: *Energy for Tomorrows World*, New York 1993.

Primärenergieverbrauch im WEC-Referenz-Szenario

(2) Die Vorräte an fossilen Brennstoffen sind endlich (vgl. Tabelle 3.9) und, was noch schwerer wiegt, im Zugang beschränkt. Das zwingt dazu, Energie zunehmend rationeller zu verwenden. Dem sind aber technische und wirtschaftliche Grenzen gesetzt.

Tabelle 3.9: Die Welt-Energieressourcen, in Mrd. TOE (t Öleinheiten)

Ressource	Langzeit-potential	Technische Reife	Technische Probleme[a]
Wasserkraft	25 (jährlich)	erreicht	K
Erdöl und Erdgas	750	erreicht	U
Teersande und Schieferöle	750–50 000	1985	K, U
Stein- und Braunkohle	5 000	erreicht	U
U-235 (westl.Welt)	375[b]	erreicht	U
U-235 (Ozeane)	75 000	erreicht	K, U
Brüter-Uran	>2,5 Mio.[b]	1995	K,U
D-T-Fusion	8 000	1995–2005	K, U, T
D-D-Fusion	>25 Bill.	2020–2050	K, U,T
Sonne (1% d. Erdoberfl.)	750 (jährlich)	1980–2000	K, T
Erdwärme (konvention.)	25 (jährlich)	erreicht	—

[a] K = Kosten, U = Umwelt, T = Technologie.
[b] in Form von Elektrizität.
Quelle: H. Kahn: *The next 200 Years*, 1976.

Welt-Energieressourcen

(3) Die regenerativen Energiequellen – Wind, Gezeiten, Erdwärme und Sonne – werden frühestens zu Beginn des nächsten Jahrhunderts einen mehr

als bescheidenen Beitrag zur Deckung unseres Energiebedarfs leisten, und das zu außergewöhnlich hohen Kosten.

(4) Die Bedrohung des Klimas wird uns zwingen, die Verbrennung fossiler Energieträger drastisch einzuschränken.

(5) Aus allen diesen Gründen führt kein Weg an der Kernenergie vorbei. Verzichten wesentliche Industrieländer auf Kernenergie, so werden die Schwierigkeiten in der Energieversorgung entsprechend früher auftreten. Die durch den Verzicht ausgelöste Mehrnachfrage nach fossilen Brennstoffen wird vor allem zu Lasten der Entwicklungsländer gehen.

3.1.4 Mittelfristige Entwicklungstendenzen der Weltenergieversorgung

Bearbeitet von Anne Bolle und Helga Steeg

zukünftige Weltenergieversorgung

Sehr viel schwieriger als die jetzige Versorgungslage und die bisherige Entwicklung der Energieversorgung der Welt darzustellen, wie es in einem der vorangehenden Kapitel getan wurde, ist es, die zukünftige Weltenergieversorgung vorherzusagen. Keiner kann absehen, was in der Zukunft geschehen wird. Das gilt im allgemeinen genauso wie für die Energiemärkte, die Produktion, Nachfrage und die Preise von Energie. So werden zum Beispiel Prognosen über zukünftige Preise normalerweise stark von den zum Prognosezeitpunkt herrschenden und damit erwarteten Preisniveaus beeinflußt. Ein Rückblick auf frühere Vorhersagen über Ölpreise gibt eine Auswahl von Preisen für 1990 – um ein Jahr auszuwählen – die die Spannweite von 38 $ (realen 1990 US $) bis 70 $ pro Faß decken und die damit alle weit über dem wirklichen Preis dieses Jahres liegen. Auch Vorhersagen über den Primärenergie- und den Ölverbrauch hängen von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Erwartungen zum jeweiligen Prognosezeitpunkt ab.

Wenn es um Erzeugung, Angebot und Nachfrage von Energie geht, hat uns die Erfahrung der vergangenen zwei Jahrzehnte gelehrt, daß Regierungen, Politiker und die Industrie die dem Markt und menschlichen Verhalten zugrundeliegenden Faktoren durchaus zu beeinflussen vermögen und auch tatsächlich beeinflussen. Das Ergebnis dieser Vielfalt von Handlungen und Wechselwirkungen läßt sich jedoch nicht voraussehen.

Energieausblick der IEA

Wirtschaftliche und politische Entscheidungen, auch im Energiebereich, können aber nicht ohne strategisches Zukunftsdenken getroffen werden. Der Energieausblick der IEA hat daher zum Ziel, mögliche Szenarien für zukünftige Entwicklungen im Energiesektor darzulegen, die sich auf verschiedene Annahmen über Preis- und wirtschaftliche Entwicklungen stützen. So können generelle mittelfristige Entwicklungstendenzen aufgezeigt werden, ohne detaillierte kurzfristige Vorhersagen zu erzeugen. Für die Ergebnisse einer jeden Prognose, eines jeden Zukunftsszenarios sind die zugrundegelegten Annahmen von ausschlaggebender Bedeutung. Annahmen müssen klar dargestellt und berücksichtigt werden, um Vorhersagen verstehen und deuten zu können.

Als die IEA 1994 ihren Energieausblick[14] bis zum Jahr 2010 erstellte, wurde *angenommen*, daß der Ölpreis 1994 und 1995 17 $ pro Faß (feste 1993-US $) beträgt, bis 2005 gleichmäßig auf 28 $ (feste 1993-US $) ansteigt, um bis 2010 auf diesem Niveau zu bleiben. Es wurde angenommen, daß die jährlichen Raten für das allgemeine Wirtschaftswachstum, das – wie in Kapitel 3.1.2 dargestellt – für den Energieverbrauch von großer Bedeutung ist, in den OECD-Ländern 2,3 %, in Osteuropa und der GUS 1,5 % und in den Entwicklungsländern durchschnittlich 5,3 % betragen.

Ölpreisannahmen

Annahmen für Wirtschaftswachstum

Weiterhin wurde angenommen, daß die derzeitige Energie- und Umweltpolitik sich nicht wesentlich ändern wird. Man hat also nicht versucht, mögliche Maßnahmen zur Verringerung der Ausstöße von Treibhausgasen vorherzusehen und in die Prognose einzubauen, wohl wissend, daß gerade diese Annahme im Laufe der Prognosezeit unrichtig werden mag und eine Änderung der Energiepolitik unter Umweltaspekten weitreichende Folgen für den gesamten Energiesektor, die Energiemärkte und die Produktion, den Transport und Verbrauch von Energie hätte.

Die Änderung des ganzen Weltbildes, wie es mit dem Zerfall der Sowjetunion und den Entwicklungen in Osteuropa und den Republiken der ehemaligen Sowjetunion (jetzt: Gemeinschaft unabhängiger Staaten *GUS*) Anfang der 90er Jahre geschehen ist, und die sich daraus möglicherweise ergebenden, noch immer nicht vorherzusehenden Konsequenzen für die globale Energieversorgung, illustrieren, wie anfällig Prognosen für die Änderung allgemeiner Rahmenbedingungen sind, aber auch, daß die Einbeziehung solcher neuer Rahmenbedingungen sorgfältiger Prüfung und neuer Dateneinsammlung und -bewertung bedarf, bevor neue Prognosen erstellt werden können, die sich – wie die mittelfristigen Vorhersagen der IEA – auf historische Daten und Koeffizienten stützen.

Anfälligkeit von Prognosen

Mit diesen Vorbehalten geht der Bedarf der Welt an Primärenergie bis zum Jahr 2010 aus Tabelle 3.10 hervor. Der Bedarf an Primärenergie in der Welt wird demnach im Prognosezeitraum um insgesamt 47 % steigen. Der Energieverbrauch in den OECD-Ländern steigt mit einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 1,3 % pro Jahr relativ bescheiden, während der Verbrauch in der GUS und Osteuropa mit durchschnittlich 0,3 % pro Jahr wachsen wird.

Primärenergiebedarf bis 2010

Es wird angenommen, daß das Bruttosozialprodukt der GUS 1995 nur 65 % des BSP von 1991 betragen wird und daß Industrieproduktion und Energieverbrauch diesem Abfall folgen. Erst nach 1995 wird die GUS-Wirtschaft wieder wachsen, zuerst schnell, dann langsamer. Dennoch wird das BSP im Jahr 2010 nur 11 % über dem Niveau von 1990 liegen, während der Energieverbrauch sich – über den Zeitraum von 1990 bis 2010 – stabil halten wird. Hauptsächlich von den wirtschaftlichen und politischen Entwicklungen in Rußland und in der Ukraine, die 1991 jeweils 69 % bzw. 19 % des gesamten GUS-Energieverbrauchs ausmachten, wird die Entwicklung des Energieverbrauchs in der GUS bestimmt.

[14] IEA: *World Energy Outlook, 1994 Edition*, Paris, 1994.

Tabelle 3.10: Primärenergienachfrage der Welt bis 2010

Jahr:	1991	2000	2010
Region/Energieträger[a]	Millionen Tonnen Öleinheiten		
OECD insgesamt	**4 140**	**4 692**	**5 296**
Feste Brennstoffe	1 021	1 131	1 299
Öl	1 723	1 925	2 021
Erdgas	828	964	1 231
Kernenergie	448	497	519
Wasserkraft	99	118	128
Sonstige	20	57	98
GUS und Zentraleuropa	**1 610**	**1 437**	**1 707**
Feste Brennstoffe	408	324	351
Öl	477	380	494
Erdgas	630	622	727
Kernenergie	70	83	101
Wasserkraft	26	29	34
Sonstige	0	0	0
Rest der Welt	**2 094**	**3 015**	**4 557**
Feste Brennstoffe	845	1 172	1 712
Öl	872	1 226	1 783
Erdgas	269	435	760
Kernenergie	32	52	86
Wasserkraft	66	105	169
Sonstige	12	27	47
Welt insgesamt	**7 844**	**9 144**	**11 560**
Feste Brennstoffe	2 274	2 627	3 362
Öl	3 072	3 531	4 298
Erdgas	1 727	2 021	2 718
Kernenergie	550	632	706
Wasserkraft	191	252	331
Sonstige	32	84	145

[a] Schließt nicht-kommerzielle Energieträger wie Holz, Torf etc. aus.
Quelle: IEA: *World Energy Outlook, 1994 Edition*, Paris, 1994.

• Primärenergiebedarf bis 2010

Der Energieverbrauch in den Entwicklungsländern wird mit 4,2 % jährlich ansteigen. Dieses rapide Wachstum läßt sich auf mehrere Faktoren zurückführen. Ansteigendes Bevölkerungswachstum und ein im Vergleich zu den OECD-Ländern hohes Wirtschaftswachstum führen zu höherem Energieverbrauch; eine verstärkte Industrialisierung dieser Länder verlangt nach mehr Energie genauso wie das erwartete Anwachsen ihrer Transportsektoren. Auch werden nicht-kommerzielle Energieträger (z.B. Holz, Torf etc.) in geringerem Grad verfügbar sein und daher zu einem Anstieg im erfaßten Energieverbrauch führen.

Es wird damit gerechnet, daß die Energieintensität[15] in den OECD-Ländern mit durchschnittlich 1 % pro Jahr weiter fallen wird. Dazu tragen kontinuierlicher technischer Fortschritt und Investitionen bei, die in energiesparende Maschinen und Infrastruktur getätigt werden. Von Bedeutung sind auch die strukturellen Änderungen in den OECD-Ländern, die zur Stärkung der weniger energieintensiven Sektoren führen. Zuletzt haben die nach den Ölpreisschocks der 70er Jahre geförderten Energiesparmaßnahmen und die lange dauernde Erneuerung des Kapitalstocks noch immer positive Auswirkungen auf die Energieintensitäten in diesen Ländern.

Energieintensität in der OECD

Es wird angenommen, daß die Schwierigkeiten bei der Umwandlung der GUS-Wirtschaft in Richtung auf eine Marktwirtschaft keinen Spielraum für Verbesserungen der Energieintensität lassen. Erst zwischen 2000 und 2010 wird die Energieintensität in der GUS mit durchschnittlich 2,4 % pro Jahr fallen. Die Hauptbeiträge dazu werden wahrscheinlich aus Energieeinsparungen kommen, die durch marktwirtschaftliche Preisbildung erreicht werden können, sowie aus der Änderung der Industriestruktur der gesamten Region.

GUS-Wirtschaft

Als Ergebnis hohen Bevölkerungswachstums und eines Kapitalmangels, der Investitionen in energiesparende Technologie begrenzt, ist die Energieintensität der Entwicklungsländer von 1981 bis 1991 um durchschnittlich 1,1 % pro Jahr gestiegen. Es wird nicht erwartet, daß sich dieser Trend in den nächsten 20 Jahren fortsetzen wird. In den am schnellsten wachsenden Wirtschaften in der Gruppe der Entwicklungsländer, die auch die wirtschaftlich bedeutendsten dieser Gruppe sind, hat sich der Trend bereits gewendet.

Entwicklungsländer

Diese Entwicklungen führen zu einem weltweiten Abfall der Energieintensität von durchschnittlich 0,8 % pro Jahr über den Prognosezeitraum. Diese Durchschnittsrate ergibt sich aus jährlichen Verbesserungen der Energieintensität von 1 % in der OECD, 1,2 % in der GUS und Osteuropa und 1,1 % in den Entwicklungsländern.

weltweiter Abfall der Energieintensität

Die Unterschiede in den regionalen Wachstumsraten verschieben folglich die Anteile der einzelnen Länder und Regionen am Weltenergieverbrauch. So wird sich der Anteil der OECD-Länder, die 1991 mit 53 % etwas mehr als die Hälfte der Weltenergie verbrauchten, bis 2010 auf 46 % verringern, während der Anteil der Entwicklungsländer von 27 % 1991 auf 39 % 2010 ansteigen wird. Der Anteil der GUS und Osteuropas wird diesen Schätzungen zufolge von 1991 etwa 20 % auf knapp 15 % des Weltenergieverbrauchs im Jahr 2010 fallen.

regionale Anteile am Weltenergieverbrauch

Der Ölanteil am Gesamtverbrauch von Primärenergie wird sich weltweit und in den einzelnen Regionen verringern. Das soll nicht die Tatsache verschleiern, daß der Ölverbrauch in allen Regionen steigen wird; die Steigerungsrate für den Ölverbrauch ist jedoch relativ niedriger als für den gesamten Energieverbrauch. Dieses Phänomen ist am ausgeprägtesten in den OECD-Ländern, wo der Primärenergieverbrauch mit 1,3 % pro Jahr im

Ölverbrauch

[15] Energieintensität = Primärenergieverbrauch pro Einheit Bruttosozialprodukt.

Welt-Primärenergieverbrauch

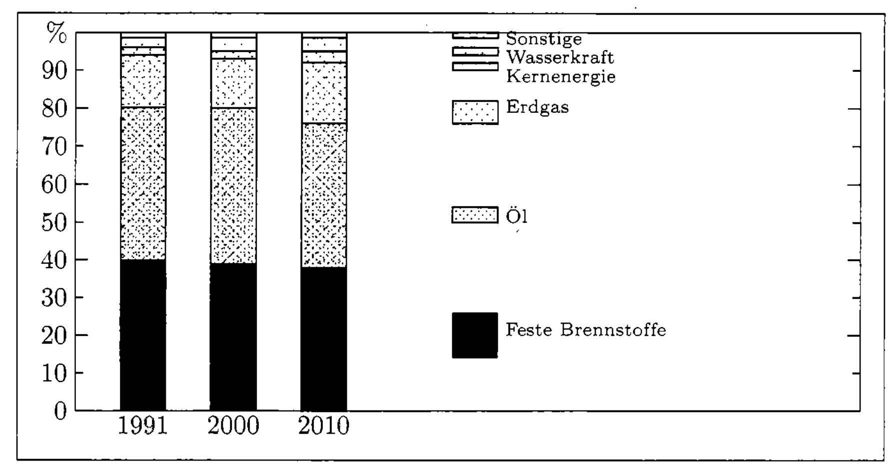


Abbildung 3.13: Anteile der Energieträger am Welt-Primärenergieverbrauch.
Quellen: IEA: *World Energy Outlook, 1994 Edition*, Paris 1994.

Zeitraum von 1991–2010 deutlich schneller wächst als der Ölverbrauch mit 0,8 % pro Jahr.

Weniger extrem, aber doch deutlich, ist der Unterschied der jährlichen Wachstumsraten in der GUS und in Osteuropa mit 0,2 % für den Ölverbrauch und 0,3 % für den Verbrauch von Primärenergie und in den Entwicklungsländern mit 3,8 % für Öl im Vergleich zu 4,2 % für Primärenergie.

Erdgas

Für Erdgas ist das Verhältnis genau umgekehrt. So wird der Erdgasverbrauch weltweit und in allen einzelnen Regionen weit schneller als der Primärenergieverbrauch ansteigen. In den OECD-Ländern erklärt sich die stark wachsende Nachfrage nach Gas zum großen Teil daraus, daß Gas mehr und mehr zur Elektrizitätserzeugung verwendet wird und ein relativ umweltfreundlicher Energieträger ist, bei dessen Verbrennung weniger CO_2 pro Energieeinheit ausgestoßen wird als bei der Verbrennung von zum Beispiel Kohle und Öl.

Kohle

Der Kohlenanteil am Primärenergieverbrauch wird weltweit und in den einzelnen Regionen relativ stabil bleiben, nur in der GUS und Osteuropa wird er sich deutlich verringern. Dazu trägt eine Vielfalt von Faktoren bei; einerseits sind die schon erschlossenen Kohlengruben fast ausgebeutet und das Transportsystem für Kohle überlastet, andererseits dämpft wachsendes Umweltbewußtsein und Angst vor Gesundheitsschäden durch den Verbrauch der einheimische Kohle, die zum großen Teil schlechte Qualität hat, den Anstieg des Kohlenverbrauchs in diesen Ländern.

Kernenergie

Ob der prognostizierte Anstieg im Kernenergieverbrauch und im Anteil der Kernenergie am Primärenergieverbrauch der Gemeinschaft unabhängiger Staaten und Osteuropas eine bessere Lösung ist, solange die Kernenergietechnologie und -sicherheit nicht auf westlichen Stand gebracht werden, ist vor dem Hintergrund der bekannten Un- und Zwischenfälle und des Zustandes der Atomkraftwerke in diesem Teil der Welt fragwürdig.

Es muß in diesem Zusammenhang erwähnt werden, daß die Vorhersagen für den Kernenergiesektor in der GUS und Osteuropa mit besonders großer Unsicherheit behaftet sind; fast alle Pläne zur Kapazitätserweiterung der Kernenergie werden zur Zeit verworfen, verschoben oder neu überarbeitet.

Wasserkraft

Die Erzeugung von Wasserkraft wird sich im Prognosezeitraum wesentlich nur in den Entwicklungsländern erhöhen, wo noch großes Potential für Wasserkraft existiert. Oft können Wasserkraftprojekte mit Bewässerungssystemen und Überschwemmungskontrolleinrichtungen kombiniert werden, wodurch die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte verbessert werden kann. In den OECD-Ländern hingegen ist das Potential für die wirtschaftliche und umweltgerechte Erzeugung von Wasserkraft weitgehend ausgenutzt, so daß ein Fall im Anteil von Wasserkraft an der Elektrizitätserzeugung erwartet wird. Das gleiche gilt für die GUS, wo unausgenutztes Wasserkraftpotential nur noch in von Bevölkerungszentren weit entfernten Gegenden existiert.

Sonnen- und Windkraft

Wasserkraft wird ihre dominierende Position in der Gruppe der erneuerbaren Energieträger bewahren, da andere Energieformen, wie zum Beispiel Sonnen- und Windkraft nur an wenigen Standorten und unter besonderen Bedingungen wettbewerbsfähig sind. Trotz Forschungs- und Entwicklungsarbeiten in diesem Feld wird nicht damit gerechnet, daß andere erneuerbare Energieträger während des Prognosezeitraums eine bedeutende Rolle spielen werden.

Weltölerzeugung

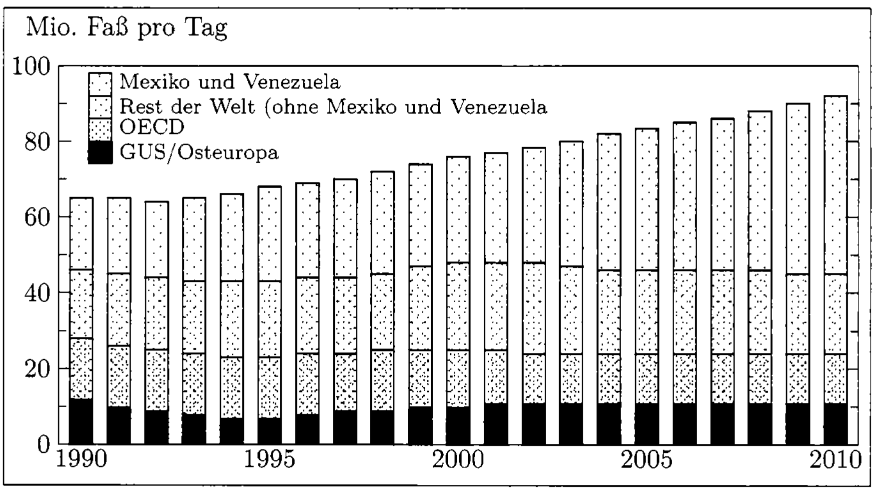


Abbildung 3.14: Welt-Ölerzeugung bis zum Jahr 2010.
Quelle: IEA: *World Energy Outlook, 1994 Edition*, Paris 1994.

Abhängigkeit vom Mittleren Osten

Der steigende Ölverbrauch (siehe Abbildung 3.14) führt zu allgemein größerer Abhängigkeit vom Mittleren Osten. Die wirtschaftlichen Ölvorkommen in den OECD-Ländern sind begrenzt und die derzeitige Produktion ist relativ hoch, so daß die Ölerzeugung dieser Region während des Prognosezeitraums allmählich mit insgesamt etwa 14 % abnehmen wird. Aufgrund politischer und wirtschaftlicher Schwierigkeiten eher als wegen knapper Vorkommen wird auch die Ölerzeugung in der GUS fallen, allerdings mit nur insge-

samt 4 % von 1991 bis 2010. Der Mittlere Osten verfügt über den Großteil der Ölreserven der Welt und kann zudem die Ölerzeugung relativ kurzfristig und zu relativ niedrigen Kosten erhöhen und sich veränderten Nachfragesituationen anpassen. Es scheint zur Zeit, daß der steigende Verbrauch von Öl zunehmend aus der Region des Mittleren Ostens gedeckt werden wird, auch wenn immer wieder deutlich wird, daß die politische Instabilität dieser Region zu Überraschungen führen kann.

3.1.5 Die Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland

Bearbeitet von Dieter Schmitt und Helmut Düngen

3.1.5.1 Die aktuelle Versorgungslage

weltweiter Energieverbrauch

Der seit Jahrzehnten feststellbare Anstieg des Weltenergieverbrauchs war zu Beginn der 80er Jahre im Gefolge der zweiten Ölpreiskrise ins Stocken geraten (Rückgang des Welt-PEV[16]: 1982/80 = – 1,3 %). Schon 1983 stieg der Energieverbrauch weltweit jedoch erneut an. Inzwischen liegt das Verbrauchsniveau um gut 20 % über dem von Anfang der 80er Jahre. Überproportional (rund 50 %) stieg der Energieverbrauch der Entwicklungsländer, während die westlichen Industriestaaten lediglich 15 % zulegten. Gegenüber 1970 ist sogar ein Anstieg von über 50 % des weltweiten Energieverbrauchs zu verzeichnen. Dabei zeigt der Ölverbrauch erst in den letzten Jahren wieder – im Gegensatz zu den hohen Wachstumsraten der 70er Jahre – eine, allerdings nur leicht steigende Tendenz. Deutlich stieg dagegen der Verbrauch von Kohle und insbesondere von Erdgas an.

Trotz dieses beträchtlichen Verbrauchsanstiegs ist davon auszugehen, daß auch gegenwärtig die Produktionskapazitäten bei weitem nicht ausgeschöpft werden. Dies gilt für sämtliche Energieträger. Es wurden jedoch nicht nur mehr als ausreichende Investitionen in die Erweiterung der Produktionsanlagen gelenkt, sondern auch in die Erschließung neuer Reserven. Trotz einer kumulierten Förderung in den letzten beiden Jahrzehnten in Höhe von rund 200 Mrd. t SKE hat sich die *statische Reichweite* (Reserven zu Förderung) noch erhöht. Sie beträgt derzeit bei Öl 43 Jahre (1970: 35 Jahre), bei Erdgas 65 Jahre (45 Jahre) und Kohle sogar über 235 Jahre.

Freie Produktionskapazitäten wie erschlossene Reserven drängen auf den Markt und erzeugen permanent einen Angebotsdruck, der sich in entsprechend ausgeprägten Käufermarkttendenzen mit konstanten oder real sogar sinkenden Preisen niederschlägt. So mußte selbst das OPEC-Kartell nach dem zweiten Ölpreissprung 1979/80 die Erfahrung machen, daß seine überzogenen Preisforderungen (Anstieg um 250 %) so nachhaltige Marktreaktionen angebots- (Entwicklung anderer Provenienzen sowie von Öl-Substituten, vor allem Erdgas sowie Kohle) wie nachfrageseitig (rationellere Energienutzung, Verzicht auf Energieeinsatz, Energieträgersubstitution) auslösten, daß die Nachfrage nach OPEC-Öl innerhalb weniger Jahre

Nachfrage nach OPEC-Öl

[16] PEV = Primärenergieverbrauch.

um über ein Drittel zurückging. Inzwischen haben sich bei wieder weltweit anziehender Nachfrage und einem von 1985 unter 30 % auf knapp 40 % ansteigenden Marktanteil der OPEC Kartelldisziplin und Förderquotierung erneut verfestigt und das Preisniveau bei 18 bis 20 $/b stabilisiert. Damit entsprechen inflationsbereinigt die derzeitigen Ölpreise trotzdem nur dem Niveau von Anfang bis Mitte der 70er Jahre. Ähnliches gilt für die übrigen Energieträgerpreise, für die das Öl nach wie vor auf dem Weltmarkt eine preisbarometrische Funktion besitzt, wobei die übrigen Energieträger allerdings die inzwischen für das Preisgeschehen auf dem Ölmarkt charakteristischen starken Preisausschläge allenfalls stark gedämpft mitvollziehen.

Auch die *mittelfristig* zu erwartenden Versorgungsbedingungen werden als vergleichsweise günstig für die Verbraucherländer eingeschätzt. Dies gilt insbesondere angesichts der zu erwartenden Rückkehr des Irak demnächst als Anbieter auf dem Weltölmarkt aber auch des beträchtlichen Rationalisierungspotentials in den früheren Zentralverwaltungswirtschaften. Andererseits sind mit den Veränderungen im Ostblock (verstärkter vom Weltmarkt zu befriedigender Importbedarf Osteuropas) sowie der anhaltenden Aufwärtsentwicklung des weltweiten Energieverbrauchs auch eine Reihe von Risikofaktoren erkennbar, in deren Gefolge nicht ausgeschlossen wird, daß in Zukunft das OPEC-Kartell wieder derart erstarkt, daß erneute Preissprünge durchaus möglich werden können.

Zentralverwaltungs-wirtschaften

Über diese Faktoren hinaus kommt entscheidende Bedeutung in Zukunft für die Verfassung der Weltenergiemärkte jedoch der sich derzeit eher noch vertiefenden CO_2-Diskussion, der Frage einer Wiedergewinnung der Akzeptanz im Kernenergiebereich und nicht zuletzt dem Erfolg der Industrieländer hinsichtlich einer nachhaltigen Abkopplung von Energieverbrauchsentwicklung und Wirtschaftswachstum zu.

CO_2-Diskussion

3.1.5.2 Die Entwicklung des Energieverbrauchs vor dem Hintergrund sich verändernder ökonomischer Rahmenbedingungen

Eine Analyse der energiewirtschaftlichen Entwicklung für den Zeitraum von 1950 bis 1973 einerseits und für den Zeitraum nach 1973 andererseits zeigt deutlich den Übergang von einem Prozeß relativ homogenen, von allen Sektoren getragenen Verbrauchswachstums und der gleitenden Umstrukturierung der einzelnen Energieeinsatzssektoren und Aufkommensbereiche vor 1973 hin zu einer heterogenen und keineswegs friktionsfreien Entwicklung nach 1973. Diese ist nunmehr gekennzeichnet durch weitgehend veränderte Einflußfaktoren und grundlegend gewandelte weltweite Versorgungskonstellationen. (Vergleiche dazu die Tabellen 3.11 bis 3.14 sowie Abbildungen 3.15 und 3.16.)

Wachstum des Primärenergie-verbrauchs

Der Primärenergieverbrauch konnte sich von 1950 bis 1973 auf fast 380 Mio. t SKE nahezu verdreifachen, während bei nachhaltiger Penetration des Mineralöls, aber auch des Naturgases, die Steinkohle ihre ehedem dominierende Position einbüßte. Niveauentwicklung und Struktur des Verbrauchs

im Umwandlungssektor dokumentiert den fast säkular zu nennenden Trend der Ablösung von Festbrennstoffen und Kohlegas durch zunehmende Nutzung der Edelenergien Strom und Erdgas. Verlief vor 1973 der Übergang vom Kohlezeitalter zum Mineralölzeitalter noch vor dem Hintergrund hoher Wachstumsraten des gesamten Energieverbrauchs und allgemeiner wirtschaftlicher Prosperität, wobei nicht zuletzt von dem niedrigen Energie-, insbesondere aber Ölpreisniveau nachhaltige wachstumsfördernde Wirkungen ausgegangen sein dürften, so zeigt sich das energiewirtschaftliche Umfeld nach 1973 deutlich verändert. Durch die beiden Ölpreissprünge von 1973 und 1979/80 ist der Aufwärtstrend des Energieverbrauchs eindeutig gebrochen worden und Anfang der 80er Jahre sogar in einen beachtlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs umgeschlagen. Zwar war 1979 ein Zwischenhoch des Energieverbrauchs zu verzeichnen, Anfang der 80er Jahre ging der PEV jedoch nicht zuletzt infolge der weltweiten Rezession beträchtlich zurück. Erst 1984 war mit der konjunkturellen Erholung ein erneuter Anstieg des Primärenergieverbrauchs verbunden, 1993 lag der Primärenergieverbrauch jedoch sogar unter dem Niveau des Jahres 1973, vornehmlich infolge des Energieverbrauchseinbruchs in den neuen Bundesländern. Demgegenüber haben sich positiv mit dem Energieverbrauch korrelierte Größen wie das Bruttosozialprodukt, der PKW-Bestand, oder die zu beheizende Wohnfläche im selben Zeitraum beträchtlich erhöht (BSP: plus 50 %, PKW-Bestand: plus 80 %, Anzahl der Wohnungen: plus rund 20 %). Damit sank die Energieintensität der deutschen Volkswirtschaft in diesem Zeitraum um rund 25 %.

niedriges Ölpreisniveau

Energieträgermix

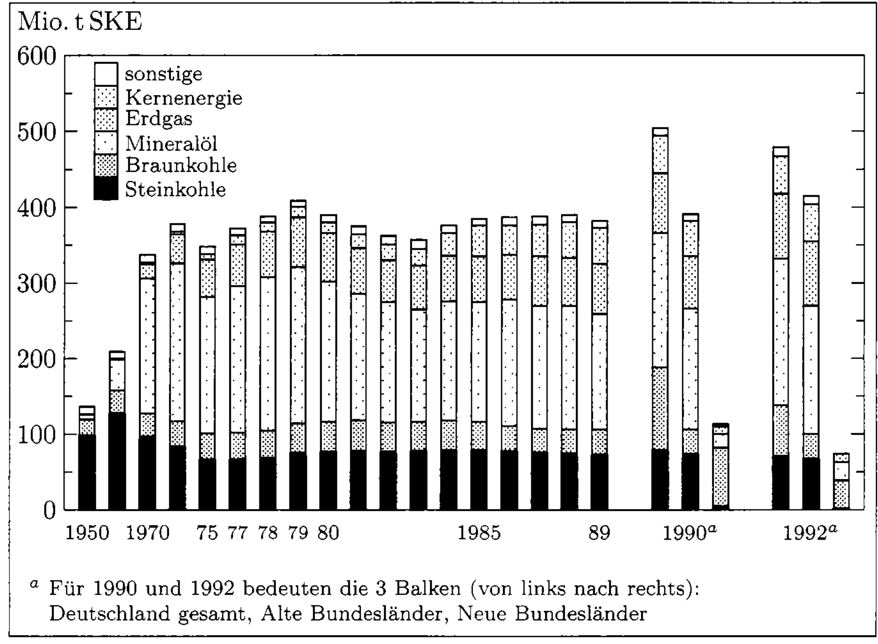
Dabei hat sich der Strukturwandel hinsichtlich des Energieträgermix, wenn auch im Detail stark unterschiedlich, auch nach 1973 fortgesetzt. Der Ölanteil am PEV (der alten Bundesländer, ABL) sank von über 55 % auf rund 41 %, der Versorgungsbeitrag des Naturgases stieg demgegenüber um rund zwei Drittel (auf 18 %), der Kernenergieanteil erhöhte sich – basisbedingt – relativ sogar noch stärker, und zwar von 1 auf über 10 %. Mit einem weiter rückläufigen Anteil (22 % auf 15 %) hat sich der Steinkohlenanteil erneut halbiert.

deutscher Einigungsprozeß

Als gleichermaßen das Niveau wie die Struktur des deutschen Energieverbrauchs seit 1989 in entscheidendem Maße beeinflussendes Ereignis ist der deutsche Einigungsprozeß anzusehen. Durch das Hinzutreten der neuen Bundesländer erhöhte sich im Jahr 1990 der Primärenergieverbrauch in Deutschland von 392,2 Mio. t SKE auf fast 505 Mio. t SKE, d.h. um rund 30 %. Insbesondere infolge der Dominanz der Braunkohle in den neuen Bundesländern, änderte sich im Zuge des Einigungsprozesses auch die Energieträgerstruktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland insgesamt erheblich. Der Anteil des Mineralöls sank von 41 % auf rund 35 %, der der Steinkohle von rund 19 % auf unter 16 %. Mit einem Anstieg von 8,2 auf 21,7 % des PEV wurde die Braunkohle gleichzeitig zweitwichtigster Energieträger noch vor der Steinkohle.

Stagnation des PEV

Die seit nunmehr zwei Jahrzehnten zu verzeichnende weitgehende Stagnation des PEV hat sich auch bis 1993 bestätigt. Der Primärenergiever-



Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

Abbildung 3.15: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern 1950 bis 1992 in Mio. t SKE.
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Tabelle 3.11: Entwicklung volks- und energiewirtschaftlicher Kenndaten in Deutschland bis 1993 (alte Bundesländer).

volks- und energiewirtschaftliche Wachstumsraten

	Reales BSP[a]	Preise (BSP)[b]	Erwerbstätige[c]	Arbeitslosenquote[d]	Arbeitsproduktivität[e]	Primärenergieverbrauch
	durchschnittliche jährliche Wachstumsraten (% p.a.)					
1960–1973	+4,5	+4,3	+0,2	+1,4	+4,2	+4,6
1973–1979	+2,4	+4,7	–0,6	+3,6	+3,0	+1,3
1979–1984	+0,8	+3,7	–0,7	+6,5	+1,6	–1,6
1984–1990	+1,7	+1,3	–1,0	+7,6	+0,7	+0,2
1990–1993	+1,2	+4,2	+0,1	+7,1	+2,8	+0,9

[a] Werte nach SVR 1991.
[b] Preisentwicklung des BSP nach der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung.
[c] »Inländerkonzept«.
[d] Bezogen auf die abhängigen Erwerbspersonen.
[e] Reales Bruttoinlandsprodukt je Erwerbstätigem.
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

brauch in Deutschland insgesamt ging von 504,5 auf 478 Mio. t SKE zurück, vornehmlich allerdings infolge des wirtschaftlichen Einbruchs in den neuen Bundesländern. Während der Energieverbrauch zwischen 1989 und 1993 in Ostdeutschland um über 2/5 zurückging, realisierte Westdeutschland einen Verbrauchsanstieg um fast 12 %. Trotz des Rückgangs des PEV insgesamt, stieg der Einsatz von Kohlenwasserstoffen weiter an. Der Versorgungsbei-

trag des Mineralöls erhöhte sich damit wiederum auf fast 40 %, das Erdgas nimmt nunmehr mit 18 % den zweiten Rang unter allen Energieträgern ein. Die Braunkohle verlor stark an Bedeutung (21,7 % 1990 auf 15 % 1993). Die Steinkohle konnte ihre Position dagegen in den letzten Jahren im wesentlichen behaupten.

Tabelle 3.12: Energieverbrauch in Deutschland 1950 bis 1993

Art des Energieverbrauchs	1950	1960	1970	1980	1985	1989[a]	1990[b]	1992	1993
	Mio. t SKE								
(1) Endenergieverbrauch	**86,7**	**145,7**	**230,4**	**256,9**	**252,1**	**246,5**	**322,1**	**308,7**	—
–Haushalte u. Kleinverbraucher	30,0	48,9	95,7	108,6	115,7	100,6	138,6	131,8	—
–Industrie	39,7	70,7	90,8	88,1	78,0	77,9	101,6	89,1	—
–Verkehr	14,9	22,6	39,5	56,8	58,4	67,9	81,2	86,5	—
(2) Nichtenergetischer Verbrauch	**2,6**	**6,9**	**24,6**	**27,4**	**24,7**	**26,5**	**32,7**	**31,3**	—
(3) Umwandlungsbereich	**46,2**	**58,9**	**81,8**	**105,9**	**108,2**	**109,8**	**150,0**	**140,7**	—
(4) Primärenergieverbrauch[c]	**135,5**	**211,5**	**336,8**	**390,2**	**385,0**	**382,2**	**504,8**	**480,7**	**478,0**
–Steinkohle	98,7	128,3	96,8	77,1	79,4	73,4	78,7	73,9	70,8
–Braunkohle	20,7	29,2	30,6	39,2	36,1	32,5	109,2	73,9	67,4
–Mineralöl	6,3	44,4	178,9	185,7	159,4	153,2	178,6	191,5	194,0
–Erdgas[d]	0,1	1,1	18,5	64,4	59,6	66,4	79,0	82,1	85,5
–Kernenergie	0,0	0,0	2,1	14,3	41,4	48,2	49,4	50,9	49,1
–Wasser/Stromnettoimport	6,2	6,6	8,4	7,6	5,9	5,4	5,3	4,7	3,9
–sonstige	3,5	1,9	1,5	1,9	3,2	3,9	4,3	4,5	5,4

[a] Bis 1989 alte Bundesländer.
[b] Ab 1990 alte und neue Bundesländer.
[c] Primärenergieverbrauch (4) = (1) + (2) + (3).
[d] Inklusive sonstige Naturgase.
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

3.1.5.3 Entwicklungs- und Einflußfaktoren in einzelnen Verbrauchsbereichen

Primär- und Endenergieverbrauch

Bezogen auf den gesamten Primärenergieverbrauch werden ca. zwei Drittel in den Endverbrauchsbereichen Industrie, Verkehr sowie Haushalte und Kleinverbraucher (HuK) umgesetzt, und zwar bei stark rückläufigem Gewicht der Industrie, beträchtlich ansteigender Bedeutung des Sektors Verkehr und Stagnation des HuK-Bereichs. Insgesamt zeigt der Endenergieverbrauch in der Vergangenheit eine leicht sinkende Tendenz, ähnlich wie der nichtenergetische Verbrauch, dessen Anteil am Primärenergieverbrauch auf 6,5 % zurückging.

Demgegenüber stieg der Verbrauch im Energiesektor selbst (einschließlich der Leitungsverluste und statistischer Differenzen) von 26 % auf fast 30 % an.

Tabelle 3.13: Primärenergieverbrauch in Deutschland 1950 bis 1993

Art des Energieverbrauchs	1950	1960	1970	1980	1985	1989[a]	1990[b]	1992	1993
	%								
(1) Endenergieverbrauch	**64,0**	**68,9**	**68,4**	**65,8**	**65,5**	**64,4**	**63,8**	**64,2**	—
(2) Nichtenergetischer Verbrauch	**1,9**	**3,3**	**7,3**	**7,0**	**6,4**	**6,9**	**6,4**	**6,5**	—
(3) Umwandlungsbereich	**34,1**	**27,8**	**24,3**	**27,1**	**28,1**	**28,7**	**29,8**	**29,3**	—
(4) Primärenergieverbrauch[c]	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**
–Steinkohle	72,8	60,7	28,7	19,8	20,6	19,2	15,6	15,4	14,8
–Braunkohle	15,3	13,8	9,1	10,0	9,4	8,5	21,7	15,4	14,1
–Mineralöl	4,6	21,0	53,1	47,6	41,4	40,0	35,4	39,8	40,6
–Erdgas[d]	0,1	0,5	5,5	16,5	15,5	17,3	15,7	17,1	17,9
–Kernenergie	0,0	0,0	0,6	3,7	10,8	12,6	9,8	10,6	10,3
–Wasser/Stromnettoimport	4,6	3,1	2,5	1,9	1,5	1,4	1,1	0,8	1,2
–sonstige	2,6	0,9	0,4	0,5	0,8	1,0	0,8	0,9	1,1

[a] Bis 1989 alte Bundesländer.
[b] Ab 1990 alte und neue Bundesländer.
[c] Primärenergieverbrauch (4) = (1) + (2) + (3).
[d] Inklusive sonstige Naturgase.
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Tabelle 3.14: Wachstumsraten des Energieverbrauchs in Deutschland

Art des Energieverbrauchs	1950–1960	1960–1973	1973–1979	1984–1990[a]	1989–1990[b]	1989–1990[c]	1989–1990[d]	1990–1992[b]	1990–1992[c]	1990–1992[d]
	% pro Jahr									
(1) Endenergieverbrauch	5,3	4,4	1,0	−0,5	2,6	−11,6	−0,8	4,3	−33,4	−4,2
(2) Nichtenergetischer Verbrauch	10,3	11,9	1,5	0,5	1,1	−24,0	−4,7	−1,8	−15,8	−4,3
(3) Umwandlungsbereich	2,5	3,7	1,9	−1,2	2,3	−12,1	−1,7	3,2	−33,5	−6,2
(4) Primärenergieverbrauch[e]	4,6	4,6	1,3	0,7	2,6	−12,4	−1,3	3,6	−38,9	−4,8
–Steinkohle	2,7	−3,2	−1,7	1,2	0,8	−11,3	0,0	−3,8	−49,6	−6,1
–Braunkohle	3,5	1,0	2,4	3,0	−1,2	−12,1	−9,2	4,0	−37,0	−32,2
–Mineralöl	21,6	12,7	−0,2	−0,3	4,8	0,0	4,4	5,0	20,7	7,2
–Erdgas[f]	—	31,3	9,6	−2,5	4,5	−19,3	0,9	5,8	−9,4	3,9
–Kernenergie	—	—	23,6	−7,1	−2,1	−54,2	−6,8	7,8	−100,0	3,0
–Wasser/Stromnettoimport	0,6	1,7	−5,6	6,0	−11,1	100,0	−3,4	8,4	−37,5	−30,4

[a] Bis 1989 alte Bundesländer.
[b] Alte Bundesländer.
[c] Neue Bundesländer.
[d] Alte und neue Bundesländer.
[e] Primärenergieverbrauch (4) = (1) + (2) + (3).
[f] Inklusive sonstige Naturgase.
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Die Entwicklung in den einzelnen Endverbrauchsbereichen verlief wie folgt:

industrieller Endenergieverbrauch

Industrie: Der Endenergieverbrauch der Industrie hat sich in den ABL von 1973 bis 1990 (trotz einer Steigerung der realen Bruttowertschöpfung der Industrie von im Durchschnitt jährlich rund 1,4 %) stark rückläufig ent-

Primärenergieverbrauch nach Einsatzbereichen

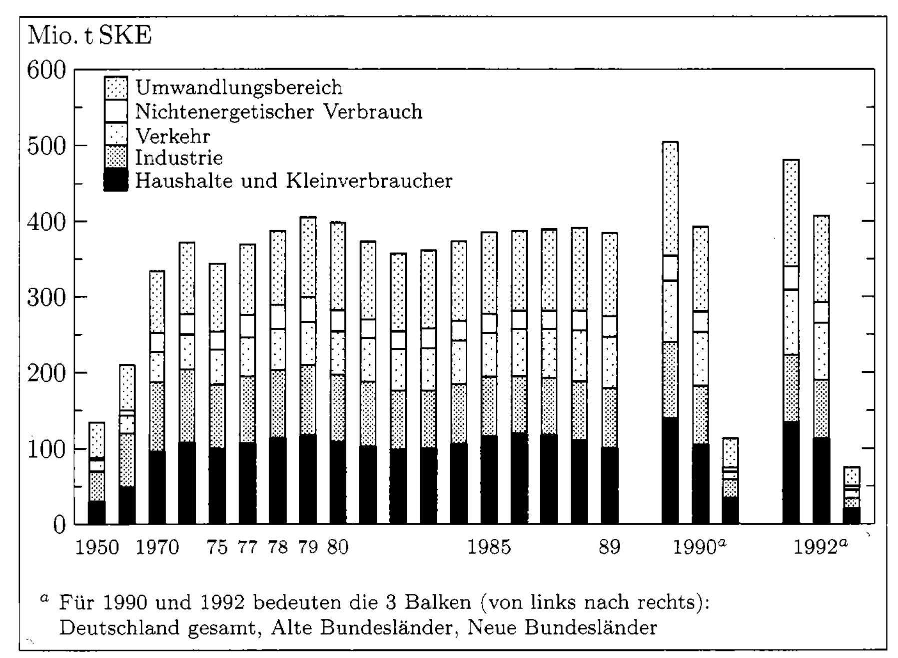


Abbildung 3.16: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs nach Einsatzbereichen 1950–1993 in Mio. t SKE.
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

wickelt. Während der Endenergieverbrauch dieses Sektors 1973 noch knapp 96 Mio. t SKE betrug und vom Einsatz schweren und leichten Heizöls dominiert wurde (38 %), reduzierte sich der industrielle Endenergieverbrauch trotz einer temporären Erholung in den Jahren 1976 bis 1979 bis auf 76,9 Mio. t SKE im Jahr 1990. Dabei wurde eine erhebliche und in der Zeit zunehmende Reduzierung der Energieintensität der Energieproduktion erzielt (über ein Drittel), deren Ursachen in einem Komplex von Faktoren zu suchen sind. Hierzu zählen neben konjunkturellen Effekten, insbesondere die Produktionseinbußen großer energieintensiver Branchen wie der Eisenschaffenden Industrie und der Steine/Erden-Industrie, aber auch die allgemein verstärkte Nutzung rationeller Produktionstechnologien und Herstellungsverfahren sowie die Umstellung auf weniger energieintensive Einsatzstoffe. Da Energieeinsparung im industriellen Bereich wesentlich von der Einführung energiesparenden technischen Fortschritts über die Änderung des Kapitalstocks im Zuge neuer Investitionen induziert wird, handelt es sich hierbei um einen kontinuierlich wirkenden nachhaltigen Prozeß. Dies wird nicht zuletzt durch die Tatsache belegt, daß auch schon vor 1973 der spezifische Energieverbrauch im Industriebereich in erheblichem Maße reduziert werden konnte.

Energieeinsparung in der Industrie

Die Energieträgerstruktur des industriellen Endenergieverbrauchs war bis zu Beginn der 70er Jahre gekennzeichnet durch die Penetration von leichtem und schwerem Heizöl sowie Erdgas auf Kosten der Steinkohle. Nach

1973 vermochte die Steinkohle demgegenüber wieder leichte Anteilsgewinne zu verzeichnen, und zwar insbesondere im Bereich des Grundstoff- und Produktionsgütergewerbes. Die Mineralölprodukte dagegen fielen im Industriebereich auf weniger als ein Drittel ihres Ausgangswertes zurück. Die großen Anteilsgewinner hingegen waren: Erdgas (plus zwei Drittel) auf 27,4 % sowie Elektrizität auf 27,8 %.

Nach der Wiedervereinigung setzte sich diese Entwicklung im industriellen Bereich fort, sie wurde allerdings vom Einbruch der Industrieproduktion in den neuen Bundesländern überlagert.

Verkehr: Der Endenergieverbrauch des Verkehrsbereichs (ABL) ist seit 1973 nahezu kontinuierlich (leichter Rückgang lediglich 1981) von 45,7 Mio. t SKE auf 71,4 Mio. t SKE angestiegen. Der Verkehrssektor hat sich damit hinter der Industrie inzwischen zum zweitwichtigsten Endenergieverbrauchsbereich entwickelt. Fast 90 % des Endenergieverbrauchs in diesem Sektor entfallen auf den Straßenverkehr und über 98 % auf Mineralölprodukte. Etwa zwei Drittel des Endenergieverbrauchs des Verkehrssektors betreffen den Einsatz von Kraftstoffen zum Betrieb von PKW und LKW. Auch wenn die Endenergienachfrage des Verkehrs insgesamt und der Fahrzeugbestand (PKW: plus 80 % im Jahr 1990 gegenüber 1973) zugenommen haben, so ist doch zu beachten, daß auch in diesem Bereich erhebliche strukturelle Veränderungen wirksam wurden. Hierzu zählt sowohl die nachhaltige Reduktion des spezifischen Kraftstoffverbrauchs als auch die Verringerung der durchschnittlichen jährlichen Fahrleistung pro PKW. Die weitere Zunahme des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor ab 1983 erklärt sich insbesondere vor dem Hintergrund des weiter gestiegenen PKW-Bestandes und der konjunkturbedingt höheren Nachfrage nach Transportleistungen.

Energieverbrauch im Verkehrssektor

Der durch die zurückgestaute Nachfrage dieses Bereichs in den neuen Bundesländern bedingte Rückstand gegenüber Westdeutschland ist inzwischen bereits infolge überproportionaler Zuwachsraten zu einem großen Teil ausgeglichen worden.

Haushalte und Kleinverbraucher: Der Sektor Haushalte und Kleinverbraucher umfaßt neben den privaten Haushalten, auf die rund drei Fünftel des Endenergieverbrauchs dieses Sektors entfallen, öffentliche Einrichtungen, Handel, Dienstleistungsgewerbe, Handwerk und Kleingewerbe, Landwirtschaft sowie militärische Dienststellen. Von 1973 bis 1990 ist der Energieverbrauch dieses Sektors von 112,6 Mio. t SKE auf 104,6 Mio. t SKE zurückgegangen, wobei für das Jahr 1979 ein Spitzenverbrauch von fast 118 Mio. t SKE zu verzeichnen ist. Die im HuK-Sektor eingesetzte Energie dient überwiegend Heizzwecken. Dadurch bedingt ist die Verbrauchsentwicklung hier weitgehend konjunkturunabhängig und ergibt sich vielmehr im wesentlichen als Funktion der Entwicklung des Bestandes der energierelevanten Größen (Wohnungsanzahl, Wohnungsgröße, Beheizungsstruktur, Geräteausstattung und deren Wirkungsgradcharakteristiken), des Verbraucherverhaltens sowie der jeweiligen Witterung. Auch im HuK-Sektor sind erhebliche Einsparerfolge zu verbuchen, bedenkt man, daß in dem wich-

Energieverbrauch der privaten Haushalte

tigsten Teilsektor, dem Haushaltsbereich, heute temperatur- und bestandsbereinigt mit etwa gleich hohem Energieeinsatz gegenüber 1973 zusätzlich über 3,5 Mio. Wohnungen mehr beheizt werden, wobei die durchschnittliche Wohnfläche von 75 m^2 auf 85 m^2 gestiegen und der Anteil zentralbeheizter Wohnungen mit weit höherem Energieverbrauch als Einzelofenheizungen von 50 auf 80 % angestiegen ist.

Energie für Heizzwecke

Hinsichtlich des Energieträgereinsatzes ist festzustellen, daß auch nach den beiden Ölpreissprüngen die Kohle ihre Position im HuK-Sektor wegen ihrer bekannten Handhabungsnachteile – obwohl in Reviernähe kostengünstig angeboten – nicht verbessern konnte und dort 1990 nur noch ein Versorgungsbeitrag von weniger als 3 % (Steinkohle und Braunkohle) gegenüber 1973 noch über 11 % lieferte. Eine nachhaltige Zurückdrängung aber auch des Heizöls auf 1990 immerhin nur noch 37 % (1973 60 %) wird insbesondere nach 1979 sichtbar. Als Ursache hierfür ist auf den verringerten Einbau von Ölheizungen in Neubauten sowie auf Anteilsverluste im Umstellungsbereich zu verweisen. Darüber hinaus wirken die höheren Dämmstandards sowie die auch staatlicherseits finanziell geförderten Investitionen für Wärmeschutz und Gebäudeisolierungen und nicht zuletzt ein bewußteres Heizverhalten der Verbraucher in die gleiche Richtung.

In die von Kohle und Öl geräumten Marktsegmente penetrierten insbesondere das Erdgas (1990: 29 %, 1973: nur knapp 11 %) sowie Strom (1990: 22,3 %, 1973: 12,1 %) und eher zurückhaltend – trotz finanzieller Unterstützung durch den Staat – die Fernwärme (1990: 6 %, 1973: 3,6 %), wobei allerdings der verstärkte Stromeinsatz nicht nur auf den Heizungsbereich (nur rund 8 % aller Haushalte werden mit Strom beheizt) zurückzuführen ist, sondern auch auf den Mehrverbrauch für die vielfach ausschließlich auf Basis dieses Energieträgers entfallende Deckung des Licht- und Kraftbedarfs. Diese Entwicklung hat sich in den alten Bundesländern bis 1993 im wesentlichen fortgesetzt. In den neuen Bundesländern ist die Situation in diesem Bereich in hohem Maße durch die gegebene – von Braunkohle und auch Fernwärme sowie weitgehendem Fehlen von Heizöl bestimmte – Beheizungsstruktur geprägt. Nach der Einigung dringen jedoch auch hier die Kohlenwasserstoffe, vornehmlich Erdgas, insbesondere zu Lasten der Festbrennstoffe stark vor.

Stromeinsatz im Haushalt

3.1.5.4 Entwicklung des nichtenergetischen Verbrauchs sowie des Verbrauchs in den Umwandlungsbereichen

Petrochemie

Der nichtenergetische Verbrauch von Energieträgern entfällt zum überwiegenden Teil auf die Petrochemie, auf die Deckung des Schmierölbedarfs sowie den Einsatz von Bitumen im Straßenbau und Hochbau. Nachdem sich der nichtenergetische Verbrauch in den alten Bundesländern zwischen 1960 und 1973 verdreifacht hatte (Anstieg seines Anteils am Primärenergieverbrauch von 3 auf 8 %) und sodann bis 1975 um weitere 10 %, auf knapp 33 Mio. t SKE angestiegen war, ist seitdem wieder ein deutlicher Rückgang auf knapp 27 Mio. t SKE festzustellen. Besonders stark fiel dieser Einsatz

wiederum in Ostdeutschland. Damit zeichnen sich auch in diesem Bereich grundlegende Veränderungen der zugrundeliegenden Einflußfaktoren ab. Hierzu zählen insbesondere strukturelle Anpassungsprozesse der chemischen Industrie, aber auch Produktionsumstellungen im Baugewerbe, technischer Fortschritt im Schmierölbereich sowie die fortschreitende Substitution von Mineralölprodukten insbesondere durch Erdgas.

Energie-Umwandlungsbereich

Der Umwandlungsbereich umfaßt die Stromerzeugung, die Mineralölverarbeitung, die Koks- und Briketterzeugung, die Fernwärmeproduktion sowie den Verbrauch im Energiesektor selbst. Seit den 50er Jahren ist bis heute ein nahezu kontinuierlicher Verbrauchsanstieg in diesem Bereich zu beobachten, der lediglich nach den Ölpreissprüngen von 1973 und 1979/80 jeweils kurzfristig durch einen leichten Rückgang unterbrochen wurde. Dabei hat sich der Verbrauchsanteil des Umwandlungssektors am PEV von 1973 25 % auf fast 29 % im Jahr 1990 erhöht. Diese Entwicklung ist insbesondere auf den absolut und relativ gestiegenen Stromverbrauch und die mit der Stromerzeugung einhergehenden Umwandlungsverluste trotz nachhaltigen technischen Fortschritts in diesem Bereich zurückzuführen. Die hier zu verbuchenden Mehrverbräuche konnten die Verbrauchsrückgänge in den Raffinerien und in sonstigen Bereichen sogar überkompensieren. Bei einer Bewertung dieser Entwicklung ist allerdings zu berücksichtigen, daß der wachsende Kernenergieanteil an der Stromerzeugung und dessen Bewertung mit vermiedenem Verbrauch fossiler Energieträger hier zu einer rein rechnerischen Aufblähung auch der Umwandlungsverluste (wie des Primärenergieeinsatzes) führt.

3.1.5.5 Bedeutung und mögliche Perspektiven der Beiträge einzelner Energieträger

Mineralöl (nach dem Anpassungsprozeß):
Die inländische Rohölförderung beträgt derzeit nur noch etwas mehr als 3 Mio. t, so daß über 97 % des Ölbedarfs durch Importe gedeckt werden müssen. Hiervon entfällt derzeit etwa ein Drittel auf Produkten-Importe (1973: 28 %) im wesentlichen aus Rotterdam.

deutscher Ölmarkt

Damit ist der weitgehend liberalisierte deutsche Ölmarkt wie kein anderes Segment des Energiemarktes in den Weltmarkt integriert, auf dem nach wie vor die OPEC-Staaten im wesentlichen die Angebotsbedingungen bestimmen. Zwar ist es dem OPEC-Kartell nicht gelungen, das im Zuge der zweiten Ölpreiskrise erneut drastisch erhöhte Preisniveau zu stabilisieren, schon innerhalb weniger Jahre zwangen die Reaktionen der Verbraucher, die Substitutionskonkurrenz, die Entwicklung anderer Ölprovenienzen und nicht zuletzt Zwistigkeiten innerhalb des OPEC-Lagers selbst die Anbieter dazu, die Ölpreisforderungen drastisch zurückzunehmen. Inzwischen hat sich jedoch bei weltweit wieder leicht anziehendem Ölverbrauch, zunehmenden Importen der USA und einem nicht zuletzt damit einhergehendem Wiedererstarken der OPEC, der Ölpreis auf einem Niveau von etwas unter 20 $ pro Barrel stabilisiert. Dies entspricht inflationsbereinigt zwar lediglich dem Ölpreisniveau von Mitte der 70er Jahre, gleichwohl gestattet es

gerade den OPEC-Ländern immer noch Renten erheblichen Ausmaßes abzuschöpfen (Ressource-Kosten im Mittelostbereich von derzeit 3 bis 5 $ pro Barrel, Nordseeöl 5 bis 15 $ pro Barrel).

inländischer Mineralölbedarf

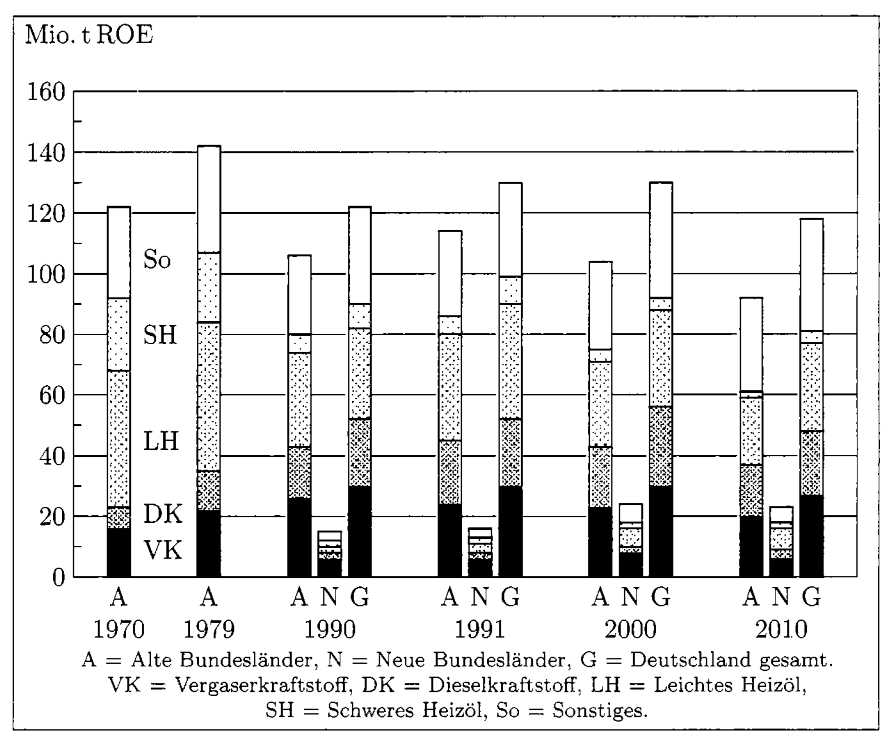
Der inländische Mineralölbedarf ist von 1973 bis 1989 um rund 25 % gesunken. (Nach einem scharfen Verbrauchsrückgang Mitte der 70er Jahre war der Mineralölbedarf wieder beachtlich gewachsen und hatte 1979 mit fast 148 Mio. t das Vorkrisenniveau sogar übertroffen.) Seit Anfang der 80er Jahre war im wesentlichen eine Stagnation des Mineralölverbrauchs zu beobachten. Erst nach 1989 stieg im Zuge des deutschen Einigungsprozesses der Mineralölverbrauch wieder deutlich an (bis 1993 um über 13 %).

Nachfrageentwicklung nach Mineralölprodukten

Die Nachfrageentwicklung nach einzelnen Produkten zeigt eine deutlich steigende Tendenz bei Vergaserkraftstoffen (1973: 20 Mio. t, 1993: rund 32 Mio. t) und Dieselkraftstoff (1973: 14 Mio. t, 1993: 25 Mio. t). Als Gründe hierfür sind die starke Ausweitung der Nachfrage beim Güterverkehr sowie die Bestandserhöhung vor allem bei PKWs (mit zunehmendem Hubraum) anzusehen. Der Inlandsabsatz an leichtem Heizöl erreichte 1993 dagegen mit 38 Mio. t nur noch gut drei Fünftel des Niveaus von 1973, bis 1993 stieg der HEL-Absatz, nicht zuletzt in den neuen Bundesländern, jedoch wieder deutlich auf über 38 Mio. t an. Schweres Heizöl verlor über drei Viertel seines Marktanteils, und zwar vor allem – energiepolitisch bedingt – im Verstromungsbereich sowie in der Industrie. Der Absatz beträgt derzeit nur noch knapp 8 Mio. t. (Vergleiche Abbildung 3.17.)

Ölverbrauchsrückgang

Als Reaktion auf den scharfen Verbrauchsrückgang, die Umstrukturierung des Bedarfs in Richtung leichter Produkte, der zunehmenden Produktenimporte sowie anhaltender Verluste im Downstream-Bereich hatte die westdeutsche Mineralölindustrie nach 1979 einen nachhaltigen Anpassungsprozeß eingeleitet: Die Verarbeitungskapazität im Bereich der atmosphärischen Destillation wurde von 1978 bis Ende 1990 um rund 50 % auf etwa 80 Mio. t reduziert und gleichzeitig die Verarbeitungstiefe durch den Zubau von Konversionsanlagen beträchtlich gesteigert und die Vermarktungsorganisation entscheidend gestrafft. Trotz dieser Anstrengung ist es erst Ende der 80er Jahre gelungen, das betriebswirtschaftliche Ergebnis der Mineralölverarbeitung im Inland nachhaltig zu verbessern. Anhaltende Verluste in diesem Bereich haben allerdings im Verlaufe der 70er und 80er Jahre eine ganze Reihe von Gesellschaften veranlaßt, sich vom deutschen Markt ganz oder teilweise zurückzuziehen. Erst im Zuge der mit dem deutschen Einigungsprozeß und der Öffnung Osteuropas einhergehenden völlig veränderten Perspektiven ist auch in der Mineralölverarbeitung ein deutlicher Wandel zu verzeichnen. Dieser betrifft nicht nur die Wiederinbetriebnahme einer jahrelang eingemotteten Raffinerie in Wilhelmshaven und die Modernisierung der Kapazität in den neuen Bundesländern, sondern auch den Raffinerieneubau sowie die Schaffung einer modernen Vertriebsinfrastruktur für die einzelnen Mineralölprodukte in den neuen Bundesländern. Damit scheint der jahrelange Anpassungsprozeß in der deutschen Mineralölindustrie inzwischen im wesentlichen abgeschlossen.



Mineralölverbrauch nach Produkten

Abbildung 3.17: Entwicklung des Mineralölverbrauchs nach Produkten in Mio. t ROE (Prognosewerte nach Esso/1992).

Steinkohle (Fortsetzung des Anpassungsprozesses):

Bedeutung der Steinkohle

Mit einer Jahresförderung von derzeit nur noch wenig mehr als 50 Mio. t gehört Deutschland – weltweit gesehen – inzwischen nur noch zur Gruppe der mittleren Steinkohlenförderländer. Die inländische Förderung reduzierte sich von 1956 über 160 Mio. t Jahresförderung bereits bis Ende der 70er Jahre auf 84 Mio. t. Sie stieg sodann im Zuge der zweiten Ölkrise vorübergehend wieder auf gut 88 Mio. t an, mußte jedoch inzwischen erneut stark zurückgenommen werden. In den alten Bundesländern war die Steinkohle unbestritten der wichtigste heimische Energieträger. Der Beitrag dieses Energieträgers zur Deckung des Primärenergieverbrauchs war gleichwohl von über 70 % Anfang der 50er Jahre auf nur noch wenig mehr als 22 % 1973 gesunken. Seither hat sich der Abschwung, energiepolitisch flankiert, zwar deutlich verlangsamt. Im Zuge des Einigungsprozesses ist die Bedeutung der Steinkohle für die Deckung des PEV allerdings weiter gesunken. Mit einem Anteil von knapp 15 % wurde sie zwischenzeitlich sogar durch die Braunkohle in ihrer Position als wichtigster heimischer Energieträger verdrängt.

Steinkohle für die Kraftwirtschaft

Der anhaltende Förderrückgang im Steinkohlenbereich hat seine fortbestehenden Ursachen nicht nur im Wandel der Verbraucherpräferenzen, verstärkt durch zunehmenden technischen Fortschritt (z.B. Verdopplung des Wirkungsgrades im Kraftwerksbereich in den letzten Jahrzehnten, Halbierung des spezifischen Koksverbrauchs im Hochofen), sondern insbesondere

in der Tatsache, daß sich die deutsche Steinkohle trotz erheblicher Rationalisierungserfolge und eines beträchtlichen energiepolitischen Flankenschutzes im Wettbewerb gegenüber den Konkurrenzenergieträgern (zunächst ausschließlich Mineralölprodukte, später auch Erdgas und Kernenergie) nicht zu behaupten vermochte und die wesentlich kostengünstigere Importkohle vom deutschen Markt weitgehend verbannt wurde. Die Förderkosten erhöhten sich während der eineinhalb Jahrzehnte (von unter 100 DM/t auf rund 290 DM/t).

Gründe für hohe Kohlengewinnungskosten

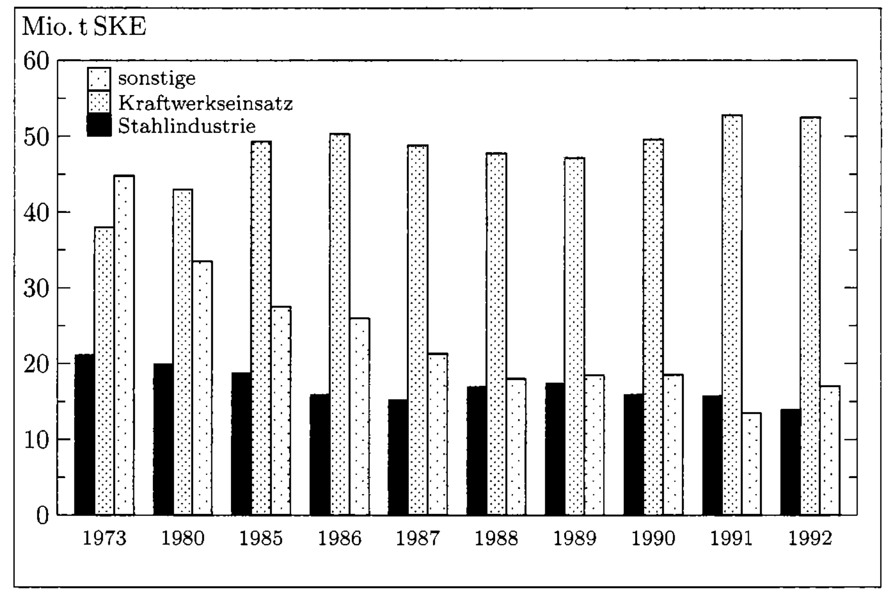
Die Gründe hierfür sind in den schwierigen geologischen Förderbedingungen und in den vergleichsweise hohen, für den Industriestandort Deutschland charakteristischen, Arbeitskosten zu sehen. Zwar konnte mit der Konzentration der Förderung auf wenige Bergwerksgesellschaften (60 im Jahr 1960, 6 im Jahr 1974, 1994 im wesentlichen nur noch zwei, nämlich die Ruhrkohle AG und die Saarbergwerke AG) sowie der Zusammenlegung von Zechen und mit verstärkter Mechanisierung und Rationalisierung die Produktivität von 1 600 kg pro Mann und Schicht im Jahr 1957 auf rund 4 000 kg pro Mann und Schicht bis Anfang der 70er Jahre gesteigert werden. Danach war jedoch ein erneuter Einbruch in der Produktivität zu verzeichnen und erst in den letzten Jahren stieg diese – nicht zuletzt mit dem Abwurf unrentabler Zechenkapazität – wieder deutlich an. Die Produktivität liegt heute mit 5 300 kg pro Mann und Schicht an der Spitze in ganz Europa. Entscheidend ist aber, daß diese Produktivitätsentwicklung den Kostenauftrieb für deutsche Steinkohle nicht zu kompensieren vermochte.

Einsatzbereiche für Steinkohle

Als wesentliche Einsatzbereiche für die Steinkohle verblieben – und auch hier nur dank erheblicher energiepolitischer Unterstützung – die Kraftwirtschaft (derzeit etwa zwei Drittel nach erst rund zwei Fünftel im Jahr 1973) sowie die eisenschaffende Industrie (inzwischen nur noch ein Viertel nach noch mehr als zwei Fünftel im Jahr 1973). Auf dem Wärmemarkt (Hausbrand, Industrie) entfallen derzeit nur noch rund 10 % (Vgl. Abbildung 3.18).

Importkohle spielte auch nach der Teilliberalisierung des deutschen Steinkohlenmarktes im Jahr 1981 (bis dahin waren Importe ein Vierteljahrhundert lang bis auf ein Kontingent von wenigen Mio. t für küstennahe Verbraucher vom nationalen Markt ausgeschlossen) noch keine nennenswerte Rolle, obwohl sie preislich der deutschen Steinkohle weit überlegen ist (Preisrelation derzeit ca. 1:4). Neben den wachsenden Umweltschutzauflagen (die die Kohle generell belasten) bzw. der Unsicherheit über zusätzliche Auflagen sieht sich auch die Importkohle einem intensiven Wettbewerb und gerade auf den traditionellen Kohleabsatzmärkten – nach wie vor wirksamen – energiepolitischen Restriktionen gegenüber, so der im *Jahrhundertvertrag* eingegangenen Verpflichtung der Elektrizätswirtschaft zur Abnahme hoher Mengen einheimischer Steinkohle bis 1995 sowie der (in 1988 fortgeschriebenen Hüttenvertrag) festgelegten Versorgung der deutschen Eisen- und Stahlindustrie mit Kokskohle und der Abdeckung des Differenzbetrages zum Weltmarktpreis über Subventionen (der Kokskohlenbeihilfe). Dennoch konnte die Importkohle in den letzten Jahren deutlich an Terrain gewinnen.

Jahrhundertvertrag



Steinkohlenabsatz

Abbildung 3.18: Steinkohlenabsatz nach Sektoren in Mio. t SKE 1973–1992.

Braunkohle (Wettbewerbsfähig bei zunehmenden Ungewißheiten):
Mit dem Beitritt der neuen Bundesländer und der hier dominierenden Braunkohle erhöhte sich schlagartig der Beitrag dieses Energieträgers zur Primärenergiebedarfsdeckung in Deutschland. Mit einem Anteil von knapp 22 % löste sie sogar im Jahr 1990 vorübergehend die Steinkohle als zweitwichtigster Energieträger ab. Diese Position bröckelt heute jedoch bereits ab. Betrug der Anteil der Braunkohle 1989 noch 23,5 % des Primärenergieverbrauchs, so ist er bis 1993 auf unter 15 % zurückgegangen. Entscheidend hierfür ist der scharfe Rückgang der Braunkohlenförderung in den neuen Bundesländern (1989: 90,5 Mio. t SKE, 1990: 76,3 Mio. t SKE, 1993: 35 Mio. t SKE). Als wesentliche Gründe sind hierfür die gravierenden Anpassungsprozesse im Industriebereich (Rückgang der im wesentlichen auf Braunkohle basierenden Stromerzeugung um rund ein Drittel), Verdrängung der Braunkohle aus dem Wärmemarkt (1989: 33,8 Mio. t SKE, 1993: unter 10 Mio. t) und Ablösung der Braunkohle als Basis für die Gasproduktion und zur Deckung des nichtenergetischen Verbrauchs durch Erdgas und Mineralölprodukte anzusehen. In den alten Bundesländern konnte demgegenüber die Braunkohlenförderung auf einem Niveau von gut 30 Mio. t SKE gehalten werden. Unter den Einsatzbereichen für Braunkohle dominiert nach wie vor die Kraftwirtschaft (rund 85 %), hier gelang die erfolgreiche Substitution des Verlustes von Absatzmöglichkeiten auf dem Wärmemarkt durch die verstärkte Verstromung bereits in den 60er und 70er Jahren.

Rückgang der Braunkohlenförderung

Der Braunkohleneinsatz in Deutschland stammt zu über 98 % aus inländischer Förderung. Durch Einsatz immer größerer Abbau- und Fördergeräte konnte die Förderleistung pro Mann und Schicht trotz Verschlech-

inländische Braunkohlenförderung

terung der Abbaubedingungen derart erhöht werden, daß sich bislang der Kostenanstieg begrenzen ließ und sich dieser Energieträger im Gegensatz zur Steinkohle voll im Wettbewerb zu behaupten vermochte. Voraussetzung hierfür war allerdings auch die Konzentration des Absatzes auf die Elektrizitätserzeugung und die hiermit auf Jahrzehnte hinaus garantierte hohe Auslastung der kapitalintensiven Abbaubetriebe.

gravierende Umweltrestriktionen

Nicht zuletzt im Zuge der aktuellen Diskussion um den Beitrag der Braunkohle zur Energiebedarfsdeckung in den neuen Bundesländern, aber auch im Zusammenhang mit dem Neuaufschluß von Tagebauen im rheinischen Revier sind jedoch gravierende Umweltrestriktionen deutlich geworden, die u.a. mit dem hohen Flächenbedarf der im Tagebau gewonnen Braunkohle verbunden sind. Im westdeutschen Braunkohlenbergbau wurde diesen Aspekten in der Vergangenheit durch entsprechende Rekultivierungsmaßnahmen Rechnung getragen, gerade in den östlichen Fördergebieten zeigen sich in dieser Hinsicht jedoch ganz erhebliche Probleme, die durch die Nutzung der ausgekohlten Tagebaue als Deponien entstandenen Altlasten noch verstärkt werden. Hinzu kommt in jüngster Zeit nicht zuletzt auch die Diskussion um die CO_2-Belastung, die in besonderem Maße durch den Einsatz der heizwertarmen Braunkohle vorgegeben ist, aber keineswegs isoliert, sondern nur im Gesamtkontext sämtlicher Emissionen klimarelevanter Spurengase gesehen werden darf.

Naturgas (Weiterhin erfolgreiche Penetration):

Anstieg des Erdgasverbrauchs

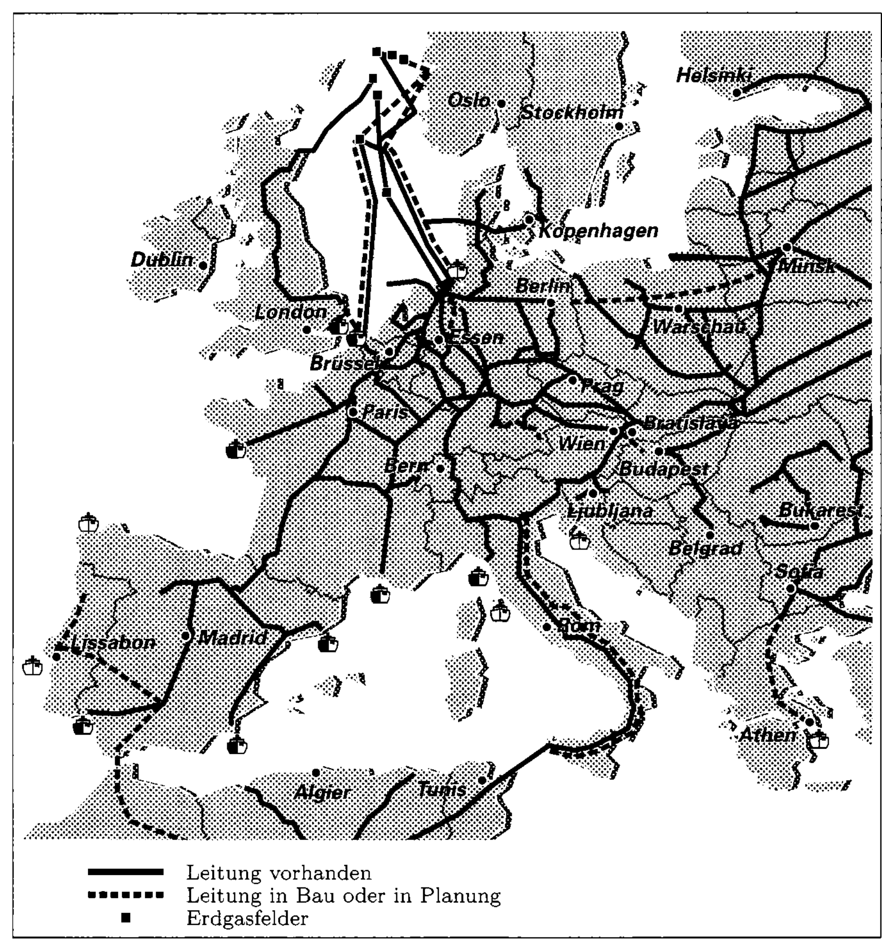
Der Anteil der Naturgase (Erdgas und Erdölgas) an der Deckung des Primärenergieverbrauchs hatte sich – 1960 noch nahezu bedeutungslos – bis 1980 bereits auf einen Wert von 16,5 % (ABL) erhöht. Trotz bedeutender heimischer Erdgasförderung, konnte dieser Verbrauchsanstieg nur durch den erfolgreichen Abschluß langfristiger Lieferverträge mit Produzenten in den Niederlanden, Norwegen sowie der früheren UdSSR gedeckt werden, so daß auch der Importanteil auf über zwei Drittel anstieg. Nach einer Verbrauchsspitze im Jahr 1979 ging der Naturgasverbrauch 1982 jedoch von 66 Mio. t SKE auf gut 55 Mio. t SKE zurück. Danach vermochte das Erdgas allerdings wieder an seine früheren Penetrationserfolge anzuknüpfen und lag 1989 bereits wieder mit 66,4 Mio. t SKE über dem bis dahin realisierten Höchstwert, 1990 war sodann sogar ein erneuter Anstieg des Erdgasverbrauchs auf 69,4 Mio. t SKE (plus 4,5 %) zu verzeichnen. Dieser Trend hat sich bis heute unvermindert fortgesetzt (PEV Erdgas 1993 in den alten Bundesländern: 75 Mio. t SKE).

Importanteil bei Erdgas

Rückgang des Gasverbrauchs

Ursächlich für den abrupten Einbruch zu Beginn der 80er Jahre war einmal, daß die Energieeinsparerfolge auch den Gasabsatz tangierten, zum anderen der rezessionsbedingte Minderverbrauch im Industriebereich, insbesondere aber die Tatsache, daß sich das Gas bei Bindung seines Preises an das Öl mit dem zweiten Ölpreissprung auf wichtigen Absatzmärkten (Industrie, Kraftwerke) im Wettbewerb nur noch bedingt zu behaupten vermochte. Gleichzeitig hat die Gaswirtschaft jedoch erfolgreich versucht mit einer Verstärkung ihrer Absatzbemühungen auf den Premiummärkten, insbeson-

dere Haushalten, Kleinverbrauchern und Gewerbe, das verlorene Terrain zu kompensieren. In diesem Zusammenhang ist es z.B. gelungen, den Anteil des Gases an der Wohnraumbeheizung von knapp 18 % im Jahr 1979 auf über 37 % zu steigern.



europäischer Erdgasverbund

Abbildung 3.19: Europäischer Erdgasverbund 1995.
Quelle: Ruhrgas AG

Mit dem Beitritt der neuen Bundesländer (und der nur halb so hohen Penetration des Erdgases in Ostdeutschland im Vergleich zu den alten Bundesländern) hat sich der Anteil des Gases an der Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs insgesamt zunächst etwa auf 15,6 % im Jahr 1990 reduziert. Inzwischen ist jedoch auch in den neuen Bundesländern die Erdgasumstellung voll angelaufen, wobei dieser Energieträger hier in besonderem Maße von der Ablösung der Braunkohle profitiert. Bereits 1993 wurde bei hohen Wachstumsraten sowohl in den neuen als auch in den alten Bundesländern ein Anstieg des Erdgasanteils am Primärenergieverbrauch in Deutschland insgesamt auf 17,9 % realisiert. Abbildung 3.19 zeigt

Gasanteil am deutschen Primärenergieverbrauch

die Einbindung Deutschlands in das europäische Gasverbundnetz, welches mit seinen über 1 Mio. km die nationalen Gasversorgungen mit großer Zuverlässigkeit sicherstellt.

Elektrizität:

Stromverbrauch

Der Elektrizitätssektor ist seit langem der wichtigste Umwandlungsbereich in der deutschen Energiewirtschaft. Mit Zuwachsraten des Stromverbrauchs, die während der vergangenen Jahrzehnte stets, und zwar zum Teil beträchtlich, über denen des Primärenergieverbrauchs lagen, ist inzwischen eine Konstellation erreicht, in der ein Energieäquivalent in Höhe von über einem Drittel des inländischen Primärenergieverbrauchs in Elektrizität umgewandelt wird. Hierzu trugen 1990 in den alten Bundesländern die einzelnen Energieträger wie folgt bei: Kernenergie 32,1 %, Braunkohle 18 %, Steinkohle 30,7 %, Erdgas 7,8 %, Heizöl 2,1 %, Wasser 4 %, Sonstige 3,3 %. Rund 50 % des Elektrizitätsverbrauchs entfiel 1990 in Westdeutschland auf die Industrie, 25 % auf die privaten Haushalte, etwa 22 % auf Gewerbe, Landwirtschaft, Dienstleistungsbereiche und öffentliche Einrichtungen sowie ca. 3 % auf den Sektor Verkehr.

Durch den Beitritt der neuen Bundesländer hat sich der Stromverbrauch zunächst 1990 um etwas über 22 % auf rund 507 TWh erhöht. Im Jahr 1991 ist der gesamte Stromverbrauch sodann jedoch um knapp 3 % zurückgegangen, obwohl in den alten Bundesländern ein etwa gleich hoher Anstieg zu verzeichnen war. Dieser Verbrauchsrückgang insgesamt ist im wesentlichen auf den Einbruch des Stromverbrauchs in den neuen Bundesländern (von 92,2 auf 68,1 TWh) zurückzuführen, und hierbei insbesondere auf den dramatischen Rückgang des Verbrauchs in der stromintensiven Industrie. Jedoch ist inzwischen unverkennbar auch im Stromverbrauch eine Konsolidierungsphase erreicht, die allenfalls eine gegenüber früheren Jahren mit etwa 1 %/a stark reduziertes Wachstum in Zukunft erwarten läßt.

Dominanz des Braunkohleneinsatzes

Mit der fortbestehenden Dominanz des Braunkohleneinsatzes in der Stromerzeugung der neuen Bundesländer (1990: 88 %) hat sich im Zuge des deutschen Einigungsprozesses auch die Energieeinsatzstruktur zur Stromerzeugung zum Teil beträchtlich verändert. Im Jahr 1990 entfiel in Deutschland insgesamt nunmehr ein Anteil von 31 % auf die Braunkohle, während der Anteil der Kernenergie auf 28 und der der Steinkohle sogar auf 26 % zurückging. Mit dem Einbruch der Stromerzeugung in den neuen Bundesländern sank dann jedoch der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung in Deutschland bis 1993 insgesamt wieder auf rund 29 %, während der Anteil der Steinkohle leicht auf 28 % anstieg. Bedeutendster Einsatzenergieträger zur Stromerzeugung war 1993 jedoch mit über 29 % die Kernenergie, und zwar trotz der Stillegung der ostdeutschen Kernkraftwerke.

staatliche Eingriffe

Für die Deckung des Strombedarfs durch Einsatz einzelner Energieträger zeichnen neben den Wirtschaftlichkeitsrelationen in den jeweiligen Lastbereichen auch in erheblichem Maße staatliche Eingriffe verantwortlich. Größte Bedeutung kommt hierbei den zum Schutz der deutschen Steinkohle in ihrem inzwischen wichtigsten Absatzbereich, der Elek-

trizitätserzeugung, ergriffenen energiepolitischen Maßnahmen zu. Hierzu zählen die Zurückdrängung des Öl- und Gaseinsatzes durch Versteuerung der Einsatzbrennstoffe, Kohlesubventionen und Verbrennungsverbote, insbesondere aber der Abschluß des sogenannten *Jahrhundertvertrages*, in dem sich die deutsche Elektrizitätswirtschaft Ende der 70er Jahre bereit finden mußte, wachsende Mengen deutscher Steinkohle zu verstromen (ursprünglich vorgesehen: Anstieg von 33 auf 45 Mio. t SKE pro Jahr, derzeitiges Limit 40,9 Mio. t SKE pro Jahr bis zum Jahr 1995). Hierfür erhält die deutsche Elektrizitätswirtschaft allerdings zum größten Teil einen subventionsähnlichen Ausgleich aus dem sogenannten *Verstromungsfonds.* Dieser wird durch die *Ausgleichsabgabe* gespeist, die von den einzelnen Verbrauchern in unterschiedlicher Höhe sowie auch regional differenziert über den Strompreis aufgebracht wird. (Derzeitige Höhe im Schnitt 8,5 %.) Die nicht über den Ausgleichsfonds gegenüber dem Einsatz der relevanten Konkurrenzenergieträger ausgeglichenen Mehrkosten des Einsatzes deutscher Steinkohle (etwa 1/3) müssen von der Elektrizitätswirtschaft im Preis direkt an die Verbraucher weitergegeben werden. Erhebliche Kostenbelastungen hatte die deutsche Elektrizitätswirtschaft (insbesondere im Vergleich zu einer Reihe anderer westeuropäischer Länder) infolge von Umweltschutzauflagen zu verkraften, mit denen inzwischen die aus dem Kraftwerksbereich stammenden SO_2- und NO_x-Emmissionen drastisch reduziert werden konnten. Zwar nimmt die deutsche Elektrizitätswirtschaft ihren Versorgungsauftrag nach wie vor innerhalb wettbewerbsrechtlich abgesicherter regionaler Versorgungsmonopole wahr, dennoch stellt sich die Weitergabe solcher Kosten als zunehmend schwieriger dar. Dies gilt nicht nur, weil auch der Strom auf einer Reihe von Märkten im Substitutionswettbewerb gegenüber anderen Energieträgern steht, sondern weil sich in zunehmendem Maße vor allem im industriellen Bereich über den Wettbewerb der Produkte die wesentlich günstigeren Stromangebotsbedingungen in anderen westeuropäischen Ländern als außerdordentlich gravierend für die Standortgunst in Deutschland erweisen. Hinzu kommen in jüngster Zeit zunehmend Reformvorschläge zur Verstärkung des Wettbewerbs auch im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger (s. auch Kapitel 3.2.2.2 mit den Ausführungen zur Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes).

Umweltschutzauflagen

Reformvorschläge zur Verstärkung des Wettbewerbs

Kernenergie (Fortbestehende Akzeptanzprobleme):
Der Anteil der erst im Laufe der 70er Jahre in der deutschen Energiewirtschaft eingeführten Kernenergie an der Deckung des inländischen Primärenergieverbrauchs konnte in den alten Bundesländern alleine im Jahrzehnt zwischen 1979 und 1989 fast vervierfacht werden (Primärenergieanteil 1979 3,4 %, 1989 12,6 %). Obwohl im Jahr 1990 der Kernenergieanteil wieder leicht auf 12 % zurückging, konnte dieser Energieträger damit fast ein Drittel der gesamten Elektrizitätserzeugung bestreiten. Andere früher diskutierte Einsatzbereiche für diesen Energieträger wie Schiffsantrieb, Fernwärmeerzeugung oder die Bereitstellung von Prozeßwärme haben sich bislang als nicht realisierbar erwiesen. Auch die ursprünglichen Ausbaupläne

Kernenergie für Elektrizitätserzeugung

für Kernkraftwerke konnten während der letzten Jahre insbesondere wegen der in den späten 70er Jahren sich intensivierenden Diskussion über die der Kernkraftnutzung zugeschriebenen Risiken, hiervon ausgelöster gerichtlicher Auseinandersetzungen und verstärkter Auflagen der Genehmigungsbehörden, aber auch aufgrund rückläufiger Stromverbrauchszuwachsraten sowie energiepolitischer Maßnahmen zum Schutz der deutschen Steinkohle nur zum Teil realisiert werden. Zwar war es mit einer Standardisierung und Vereinfachung des Genehmigungsprozesses Anfang der 80er Jahre (Konvoi-Anlagen) gelungen, zumindest einen Teil der gravierenden Kostenauftriebsfaktoren zu eliminieren, die auch die Stromerzeugung in Kernkraftwerken in dieser Periode erheblich verteuert hatten (ohne allerdings deren Wettbewerbsfähigkeit vor allem im Grundlastbereich ernsthaft zu gefährden), selbst gravierende Nachrüstungsmaßnahmen, die den bestehenden Kernkraftwerken aus Sicherheitsüberlegungen auferlegt worden waren, wurden von diesen Anlagen kostenmäßig verkraftet. Insbesondere nach dem Reaktorunfall von Tschernobyl ist die Diskussion um die Vorteile und Nachteile der weiteren Nutzung der Kernenergie in Deutschland erneut entbrannt.

Wirtschaftlichkeit trotz Nachrüstung

Das Spektrum der von den politischen Parteien vertretenen Auffassungen reicht vom – allerdings immer zögernder vorgetragenen – bedingungslosen »Ja« über die grundsätzliche Zustimmung solange tragfähige Alternativen nicht bereitstehen, die Forderung des (im einzelnen noch zu definierenden) schrittweisen Ausstiegs bis zum radikalen und sofortigen Verzicht auf jede Form der Kernenergienutzung. Der Widerstand gegen die Kernenergie artikuliert sich in letzter Zeit immer stärker über einen sogenannten ausstiesgsorientierten Gesetzesvollzug, mit dem der Kernenergie kritisch gegenüber eingestellte Länder (Aufsichtsbehörden) immer wieder erfolgreich die Kernenergienutzung torpedieren. Dabei sind inzwischen eine Reihe von wichtigen Konfliktpunkten des Kernenergiewiderstandes in Deutschland aufgegeben worden, so die Verfolgung einer eigenen Wiederaufarbeitungsstrategie und der Bau und Betrieb eines schnellen Brutreaktors. Größte Probleme werden jedoch nach wie vor von den Kernenergiegegnern im Einsatz von plutionumhaltigen Mischoxidelementen in deutschen Kernkraftwerken (und deren Herstellung in deutschen Anlagen) gesehen, daneben aber auch in dem immer noch fehlenden Endlager für radioaktive Abfälle und/oder abgebrannte Brennelemente (auch wenn die Erkundungsarbeiten im wesentlichen planmäßig und bislang erfolgreich fortgesetzt werden und mit der Direkten Endlagerung inzwischen eine Alternative zur Wiederaufarbeitungsstrategie entwickelt wurde), nicht zuletzt jedoch auch nach wie vor hinsichtlich eines grundsätzlich bezweifelten sicheren Betriebs von Kernkraftwerken selbst. Diese Bedenken sind durch die jüngsten Vorfälle in Kernkraftwerken des Ostblocks erneut vertieft worden, auch wenn die in Deutschland gültigen Sicherheitsstandards sich von denen osteuropäischer Kernkraftwerke derart gravierend unterscheiden, daß sich die atomrechtlichen Aufsichtsbehörden in Deutschland nach der Einigung nicht nur veranlaßt sahen, die in Ostdeutschland betriebenen Kernkraftwerke älteren Typs

Widerstand gegen Kernenergie

Stillegung der ostdeutschen Kernkraftwerke

sofort stillzulegen, sondern die im Bau befindlichen Anlagen neuesten Typs, weil nicht sicherheitstechnisch nachrüstbar, nicht weiterzuverfolgen.

Fernwärme (Stagnation auf niedrigem Niveau):
Der Anteil der Fernwärme am gesamten Endenergieverbrauch konnte in den alten Bundesländern trotz massiver öffentlicher Hilfen auf nicht mehr als etwa 2,5 % gesteigert werden, selbst der Anteil dieses Energieträgers an der Deckung des Endenergiebedarfs der Haushalte und Kleinverbraucher, wo er im wesentlichen zum Einsatz gelangt, stieg lediglich auf 5 % (Anteil der mit Fernwärme beheizten Wohnungen: ca. 9 %) an. Die Expansion der Fernwärme in den letzten anderthalb Jahrzehnten (Anstieg zwischen 1973 und 1980 um etwas über 31 %) wurde im wesentlichen erst durch erhebliche öffentliche Hilfen (1974 bis 1982 rund 2 Mrd. DM) möglich gemacht. Den Vorteilen der Kraftwärmekopplung (Gesamtwirkungsgrad teilweise über 80 %) gegenüber dem Kondensationsbetrieb von Kraftwerken (bis etwas über 40 %), von denen ca. 80 % des Fernwärmeaufkommens profitieren, (der Rest wird in Heizwerken erzeugt, industrielle Abwärmenutzung spielt demgegenüber für Zwecke der Fernwärmeversorgung kaum eine Rolle) stehen zum Teil Mehrkosten der Stromerzeugung (höhere erforderliche Kraftwerksleistung, kleine Einheitsleistungen der Heizkraftwerke) und mit der Entfernung zwischen Aufkommen und Verbrauch stark ansteigende Wärmeverluste im Netz gegenüber. Vor allem jedoch die hohen Investitionen für den Aufbau der erforderlichen Verteilungsnetze schlagen kostenmäßig zu Buche (insgesamt zwei Drittel bis drei Viertel). Der kapitalintensive Fernwärmeeinsatz beschränkt sich daher auf Ballungsgebiete mit hoher Besiedlungsdichte, wobei dieser Energieträger in vielen Fällen im Wettbewerb gegenüber dem ebenfalls in diesen Gebieten erfolgreich penetrierendem Gas unterliegt.

Kraftwärmekopplung

Auch in punkto Fernwärmeversorgung ist durch den Beitritt der neuen Bundesländer eine deutlich veränderte Konstellation eingetreten, weil dieser Energieträger traditionell in Ostdeutschland eine wesentlich größere Rolle spielte, als in den alten Bundesländern. Der gesamte Fernwärmeeinsatz in Ostdeutschland ist auch derzeit noch höher, als der in Westdeutschland, der Anteil der fernwärmeversorgten Wohnungen liegt mit rund 25 % etwa dreimal so hoch wie im Westen. Damit hat sich der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch in Deutschland insgesamt auf nunmehr 4 % deutlich erhöht. Dennoch spielt dieser Energieträger nach wie vor eine untergeordnete Rolle, in jüngster Zeit ist sogar ein tendenzieller Rückgang zu verzeichnen, der im wesentlichen auf die Stillegung unrentabler Netze in den neuen Bundesländern und einen inzwischen rationelleren Umgang auch mit diesem Energieträger in den neuen Bundesländern einhergeht.

Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch

Regenerative Energieträger (Weiterhin begrenzte wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten):
Neben den fossilen Energieträgern (Kohle, Erdgas) und der Kernenergie

kommt den regenerativen Energieträgern (Sonne, Wind, Wasser, Geothermie, Biomasse) bislang nur eine bescheidene Bedeutung für die Deckung unseres Energieverbrauchs zu. Das wirtschaftlich nutzbare Wasserkraftpotential ist mit einem inländischen Aufkommen im Jahr 1993 in Höhe von 6 Mio. t SKE, das entspricht einem Anteil von etwas über 1 % am Primärenergieverbrauch und rund 3 % des Energieeinsatzes zur Stromerzeugung, nahezu ausgeschöpft. Dennoch entfällt auf die Wasserkraft der bei weitem größte Teile des gesamten Einsatzes regenerativer Energieträger. Daneben spielt lediglich noch der Einsatz von Biomasse (Holz und Holzabfälle, nicht zuletzt auch Müll sowie aus Mülldeponien stammendes Deponiegas) eine nennenswerte Rolle. Hierbei steht jedoch im wesentlichen der Entsorgungsaspekt im Vordergrund der Betrachtung. Die anderen regenerativen Energieträger erfahren derzeit eine massive energiepolitische Unterstützung (Subventionen für den Bau und Betrieb von Windenergiekonvertern sowie Solaranlagen sowie eine indirekte Subventionierung durch die Gewährung hoher deutlich über die vermiedenen einzelwirtschaftlichen Kosten hinausgehenden Vergütungen für die Einspeisung von Strom, der auf der Basis dieser Energieträger erzeugt wurde.). Ohne diese massiven Hilfen ist der größte Teil der regenerativen Energieträger auch heute noch weit von der Wirtschaftlichkeitsschwelle entfernt.

Wasserkraft

Wind- und Sonnenenergie

3.1.5.6 Einfuhrabhängigkeit und Zahlungsbilanz

Abhängigkeit von Energieeinfuhren

Die Abhängigkeit von Energieeinfuhren hatte sich Ende der 70er Jahre (ABL) – nach einem allerdings dramatischen Anstieg in den beiden Jahrzehnten zuvor (1960 betrug die Importquote – Netto-Importe/PEV – erst rund 10 %!) – zunächst bei etwa 60 % stabilisiert. Seitdem ist sie jedoch kontinuierlich weiter (1990 über 65 %) angestiegen (siehe Tabelle 3.15 sowie Kapitel 3.4). Hierbei wird jedoch nicht berücksichtigt, daß die Kernenergie durchaus auch als quasi heimischer Energieträger verbucht werden kann, unter anderem weil der Anteil des zu importierenden Natururans an den nuklearen Stromerzeugungskosten unter 10 % beträgt. Hierdurch würde sich rein rechnerisch die Importabhängigkeit (der ABL) im Jahr 1990 auf rund 53 % reduzieren.

Diversifizierung nach Energieträgern

Wichtiger noch ist jedoch die Tatsache, daß es auch darüberhinaus gelungen ist, mit einer stärkeren Diversifizierung nach Energieträgern (neben der Kernenergie vor allen Dingen mehr Erdgas) und Lieferländern (Nordseeanrainerstaaten, Lateinamerika, UdSSR, außereuropäische OECD-Staaten) die Abhängigkeit unserer Energieversorgung von als besonders problematisch erachteten Lieferquellen (»arabische« OPEC-Staaten) entscheidend zu verringern. Als Ergebnis ist zu konstatieren, daß der Anteil der Einfuhren am PEV aus dem OPEC-Bereich des Mittleren Ostens und Nordafrikas von knapp 50 % auf deutlich unter 20 % gesunken ist.

Durch den Beitritt der neuen Bundesländer hat sich (infolge der Dominanz der heimischen Braunkohle in der ostdeutschen Primärenergieversorgung) die Importabhängigkeit ganz Deutschlands im Jahr 1990 auf 56 %

Tabelle 3.15: Abhängigkeit von Energieeinfuhren – in % der Nettoeinfuhr bezogen auf den Primärenergieverbrauch

Jahr	Alte	Neue	Gesamt
	Bundesländer		
1960	9,7	—	—
1970	56,2	27,6	49,8
1980	60,5	28,1	52,8
1985	59,7	19,7	49,9
1990	65,3	22,9	55,9
1992	67,9	43,9	64,4
1993	69,6	53,5	66,9

Quelle: BMWi (Hrsg.): *Energie Daten 93/94.*

Abhängigkeit von Energieeinfuhren

Tabelle 3.16: Die deutsche Zahlungsbilanz in Mrd. DM 1979 bis 1992 (nur alte Bundesländer)

	1979	1980	1985	1989	1991[a]	1992[a]
Handelsbilanz	22,4	8,9	84,65	144,9	21,9	33,7
Dienstleistungen u. Übertragungen	−32,2	−19,7	−36,30	−40,8	−57,0	−75,0
Leistungsbilanzsaldo	−11,1	−28,6	48,35	104,1	−33,0	−39,4
Langfristiger Kapitalverkehr	12,2	5,7	13,4	22,8	−25,3	−46,6
Kurzfristiger Kapitalverkehr	−1,5	−1,6	41,7	105,5	43,4	15,4
Kapitalbilanzsaldo	10,7	4,1	55,1	128,3	18,0	106,8

[a] einschließlich der neuen Bundesländer.
Quellen: Statistisches Bundesamt, Deutsche Bundesbank.

deutsche Zahlungsbilanz

zunächst verringert. Bis 1993 hat sich dieser Wert jedoch mit dem Einbruch der Braunkohlenförderung in den neuen Bundesländern sowie dem verstärktem Einsatz von Kohlenwasserstoffen wieder deutlich, und zwar auf rund 65 % für Deutschland insgesamt, erhöht.

Die Entwicklung von Niveau und Struktur der Netto-Importe, vor allem der Rückgang des Energiepreisniveaus auf den Weltenergiemärkten, hat dazu geführt, daß die Ausgaben für Energieimporte (der ABL) 1990 mit rund 47 Mrd. DM nur noch halb so hoch liegen wie noch im Jahr 1985. Bis 1993 sind sie weiter auf 38 Mrd. DM gesunken. Sie entsprechen gleichzeitig etwa allerdings nominal immer noch drei mal dem Wert der Netto-Importe von Anfang der 70er Jahre.

Aufwendungen für Energieimporte

Zwischenfazit:
Damit wird die gegenwärtige Verfassung des deutschen Energiemarktes durch folgende Aspekte charakterisiert:

— Der gesamte Primärenergieverbrauch stagniert bei lediglich geringen Ausschlägen auf einem Niveau von unter 500 Mio. t SKE. Hierin schlagen sich Verbraucherreaktionen auf die veränderten Preisrelationen bzw. veränderte Preiserwartungen, energietechnische Erfolge, energiepolitische Maßnahmen sowie Sättigungserscheinungen auf diversen Teilmärkten gleichermaßen nieder. Ein Wachstum des Energieverbrauchs ist derzeit nur noch – und dies

Stagnation des Primärenergieverbrauchs

auch eher nur vorübergehend – im Verkehrssektor sowie im Umwandlungsbereich feststellbar, während die Sektoren Industrie sowie HuK seit Jahren eine eher rückläufige Tendenz aufweisen. Dabei setzen sich die strukturellen Anpassungsprozesse fort, haben aber deutlich an Dynamik verloren.

strukturelle Anpassungsprozesse

Integration der neuen Bundesländer

— Die Integration der neuen Bundesländer in die deutsche weltweit orientierte Energiewirtschaft ist in vollem Gange, Ausmaß und Geschwindigkeit der notwendigen Anpassungsmaßnahmen werfen teilweise jedoch kaum erwartete Probleme auf. Dies gilt nicht zuletzt im Hinblick auf die schlagartige Ablösung der Braunkohle als dominierenden Brennstoff auf nahezu allen Energieteilmärkten Ostdeutschlands, die Herauslösung der ostdeutschen Energiewirtschaft aus dem Comecon, die ungeahnte zu einem hohen Teil auf die Ausrichtung der Energieversorgung zurückzuführende Belastung mit Umweltproblemen, die Schaffung völlig neuer privatwirtschaftlich orientierter Unternehmensstrukturen sowie die Übertragung des für den Energiesektor gültigen ordnungspolitischen Rahmens auf die neuen Bundesländer.

Risiken hoher Importabhängigkeit

— Die Risiken hoher Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung von Auslandsbezügen bleiben grundsätzlich bestehen, gleichzeitig ist es jedoch gelungen, durch Diversifizierung nach Lieferregionen und eine Verbreiterung der Energieträgerpalette die einstmals dominante Position des »arabischen« OPEC-Öls entscheidend zu reduzieren.

Anpassungsprobleme auf Energieteilmärkten

— Die Anpassungsprobleme auf einzelnen Energieteilmärkten bestehen fort. Während das Mineralöl nach gelungener Umstrukturierung und nachhaltiger Rationalisierung eindeutige Konsolidierungserfolge verzeichnet und das Erdgas – durch die sich intensivierende Umweltdiskussion noch begünstigt – seinen erfolgreichen Penetrationskurs fortsetzt, sind die Steinkohlenprobleme nach wie vor als ungelöst zu bezeichnen. Trotz bemerkenswerter Rationalisierungserfolge dürfte das laufende wie das bereits zusätzlich beschlossene Kapazitätsanpassungsprogramm nicht ausreichen, um eine langfristige und nachhaltige Gesundung des deutschen Steinkohlenbergbaus zu sichern. Mittelfristig steht sogar die finanzielle Absicherung des laufenden Programms noch in Frage.

Probleme bei Braunkohle trotz Kostenvorteil

— Auch im Bereich der Braunkohle, die nach wie vor als der kostengünstigste heimische Energieträger anzusehen ist, zeigen sich inzwischen erhebliche Probleme. Dies gilt nicht nur für die immer deutlicher empfundenen umweltpolitischen Implikationen, die mit dem Tagebaubetrieb einhergehen, sondern insbesondere für die Anpassung der Braunkohlenförderung in den neuen Bundesländern an die langfristig zu erwartenden Marktkonstellationen. Hierbei hat sich die Braunkohle in den neuen Bundesländern nicht nur – wie in den alten Bundesländern bereits vor Jahrzehnten vollzogen – auf den – stark geschrumpften – Elektrizitätsbereich zu konzentrieren und die übrigen Absatzsektoren schlagartig aufzugeben, sie ist zusätzlich mit den grundsätzlichen Problemen der Schaffung neuer Unternehmensstrukturen auf privatwirtschaftlicher Basis konfrontiert und wird hierbei nicht zuletzt mit erheblichen Altlastenproblemen konfrontiert. Dabei wirft die sich derzeit intensivierende CO_2-Diskussion gerade für die Kohle besondere Probleme auf.

Kernenergie

— Fortbestehende Probleme kennzeichnen jedoch auch die CO_2-freie Kernenergie. Trotz der Aufgabe der als besonders neuralgisch angesehenen Wiederaufarbeitungstechnologie in Deutschland sowie des Schnellbrüterprojek-

tes scheint die Wiedergewinnung der Akzeptanz in diesem Bereich weiterhin ungewiß.

— Umweltpolitische Aspekte gewinnen auf allen Stufen der Energiewirtschaft zunehmend an Gewicht. Dennoch kommen regenerative Energieträger – und dies auch nur dank erheblicher energiepolitischer Unterstützung – nur sehr begrenzt zum Zuge. Sie sind verbunden mit der Forderung nach einer ordnungspolitischen Umorientierung, um diesen Aspekten adäquat Rechnung tragen zu können. Dabei stellt sich die Aufgabe, an den langfristigen volkswirtschaftlichen Kosten orientierte Lösungen zu entwerfen, angesichts der vielfältigen Interdependenzen, kaum überschaubaren Auswirkungen und notwendigerweise EU-harmonisierter Vorgehensweisen, im nationalen Rahmen zunehmend schwieriger dar.

umweltpolitische Aspekte

3.1.5.7 Überlegungen zur zukünftigen Entwicklung der deutschen Energieversorgung

Die grundlegenden Veränderungen der energiewirtschaftlichen Rahmendaten und die hiervon ausgelösten Anpassungsprozesse während der vergangenen beiden Jahrzehnte haben gezeigt, daß die für einen bestimmten Zeitraum festgestellte Entwicklung von Niveau und Struktur des Energieverbrauchs nicht unreflektiert in die Zukunft extrapoliert werden darf. Dies gilt ebenso für die Entwicklung der Energienachfrage und ihre Deckung vor und nach dem ersten Ölpreissprung 1973 wie für den »Einsparboom« nach 1979, der zweiten Ölkrise, oder die nunmehr seit mehreren Jahren zu verzeichnende Stagnation des Primärenergieverbrauchs.

energiewirtschaftliche Anpassungsprozesse

Der in einzelnen Perioden feststellbare Entwicklungsverlauf des Primärenergieverbrauchs und die strukturellen Verschiebungen in den Nachfrage- und Angebotsbereichen sind jeweils vor dem Hintergrund der für die jeweiligen Zeiträume gültigen sich überlagernden Bestimmungsfaktoren zu sehen. Ein Beispiel hierfür ist die Durchsetzung des von den Energiepreissprüngen ausgelösten energiesparenden technischen Fortschritts, der zum Teil erst im Zeitablauf, und zwar über die Umstrukturierung des volkswirtschaftlichen Kapitalstocks, erwartet werden kann. Die hierdurch bedingten energieverbrauchsmindernden Effekte können sehr leicht durch die Konjunkturbewegung insbesondere im Bereich energieintensiver Branchen, aber auch durch Bestandsbewegungen oder Witterungseinflüsse überdeckt werden. Dieses Beispiel belegt gleichzeitig, wie notwendig es ist, für Prognosezwecke vorab mit Hilfe einer detaillierten Analyse relevante und statistisch abgesicherte Sets von Einflußfaktoren über den möglichen zukünftigen Entwicklungsverlauf auf den diversen Energiemärkten zu identifizieren. Erst mit ihrer Hilfe ist es möglich, fundierte Hypothesen im Sinne von »wenn-dann-Aussagen« über die Zukunft zu formulieren, auch wenn eine exakte Beschreibung zukünftiger Entwicklungsverläufe im Energiesektor prinzipiell unmöglich ist, eine Tatsache, über die auch noch so ehrgeizige Prognose-Modelle nicht hinwegtäuschen können.

Energiesparen durch technischen Fortschritt

In diesem Zusammenhang erscheint es grundsätzlich sinnvoll und erforderlich, die Bedeutung der wichtigsten Parameter für die zu prognosti-

Prognose-Szenarien

zierende Entwicklung anhand von Sensitivitätsanalysen zu ermitteln, die getroffenen Annahmen Konsistenz- sowie Plausibilitätstests zu unterwerfen und z.B. mit Hilfe von Szenarien mögliche Entwicklungsverläufe (insbesondere langfristiger Natur) innerhalb unterschiedlicher technischer, wirtschaftlicher oder auch politischer Rahmenbedingungen abzubilden (Vgl. Tabelle 3.17).

Prognosen für den Primärenergieverbrauch

Tabelle 3.17: Prognosen für den Primärenergieverbrauch in Deutschland im Vergleich

	1993	Prg.[a,b]	ESSO[c]	Sh-FB[d]	Sh-NH[e]	A.P.[f]
	Ist	Prognose-Ergebnisse für das Zieljahr 2010 Mio. t SKE				
Regenerative, sonstige u. Importe	9,6	23	18	19	25	25
Kernenergie	47,8	43	54	42	44	40
Braunkohle	66,9	52	51	54	51	55
Steinkohle	71,7	75	67	81	79	65
Erdgas	86	106	109	105	122	95
Mineralöl	196	179	178	164	194	150
Summe	478	478	477	465	515	430

[a] Prognos AG: *Die energiewirtschaftliche Entwicklung bis zum Jahr 2010*, Basel, 1992.
[b] Annahmen von Prognos für den Rohölpreis (real): stabil bis 2000, Anstieg bis auf 26 US-$/b nach 2000.
[c] ESSO AG (Hrsg.): *Kein Wachstum ohne Energie*, Hamburg, Winter 1991/92.
[d] Sh-FB = Shell-FB.
[e] Sh-NH = Shell-Neue Horizonte.
[f] A.P. = Alternative Prognose.

Entwicklung des Wirtschaftswachstums

Als die wichtigsten Determinanten des Energieverbrauchs und seiner Deckung werden von allen Prognostikern neben der demographischen Entwicklung das Wirtschaftswachstum und der Beitrag der einzelnen (vor allem der energieintensiven) Industriezweige bzw. Wirtschaftssektoren zur gesamtwirtschaftlichen Wertschöpfung, das verfügbare Einkommen und die hiervon auf die Entwicklung des Gerätebestandes und dessen Nutzung ausgehenden Effekte, der zukünftige Verlauf des Energiepreisniveaus – insbesondere des Ölpreisniveaus – sowie der Preisrelationen zwischen den einzelnen Energieträgern, die Reaktionen der Energieverbraucher auf die veränderten Energiemarktkonstellationen und die hiervon ausgelösten politischen Datensetzungen, die mittel- bis längerfristige Durchsetzung energiesparender Technologien sowie das Erreichen von Sättigungsgrenzen in einzelnen Sektoren bzw. Energieverwendungsbereichen angesehen. Dennoch ergeben sich bei einem Vergleich der in jüngerer Zeit vorgelegten Prognosen – selbst wenn Extremwerte einmal aus der Betrachtung ausgeschlossen werden – beträchtliche Unterschiede, vor allem im Detail. Hierbei ist nicht nur zu berücksichtigen, daß die Prognosen in der Regel zu unterschiedlichen Zeitpunkten erstellt wurden und damit auf anderen Erfahrungswerten und anderen Ausgangsdaten basieren, sich unterschiedlicher Methoden bedienen, sondern

vor allem auf einer zum Teil stark voneinander abweichenden Einschätzung als relevant erachteter Einflußfaktoren des Energieverbrauchs und seiner Deckung, deren Entwicklung im Zeitablauf und der hiervon in der Wirtschaft, beim privaten Verbraucher und in der Politik ausgelösten Anpassungsprozesse basieren.

Annahmen über Wirtschaftswachstum

So schwanken in Prognosen die Annahmen über das zukünftige mittelfristige Wirtschaftswachstum in Deutschland zum Teil beträchtlich, dasselbe gilt für die von einzelnen Prognostikern gehegten Erwartungen hinsichtlich der Schnelligkeit und Nachhaltigkeit einer Umstrukturierung im gewerblichen Bereich mit dem Vordringen energieextensiver Branchen wie dem Dienstleistungsbereich oder weniger energieintensiver Industriezweige, ähnliches betrifft die Annahmen über die Durchsetzung des energietechnischen Fortschritts bzw. die Einstellung der Verbraucher zum Aspekt der rationelleren Energieverwendung. Auch die Prämissen über den Entwicklungsverlauf des Energiepreisniveaus – und hierunter vor allem des Ölpreises – auf dem Weltmarkt (bzw. unter Berücksichtigung der $/DM-Wechselkursentwicklung frei deutsche Grenze) sowie der Energiepreisrelationen und der dynamischen Anpassungsprozesse auf den diversen Teilmärkten weisen eine erhebliche Streubreite auf. Erhebliche Ungewißheiten existieren nicht zuletzt auch hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung energiepolitischer Eingriffe. Dies gilt einmal im Hinblick auf die Tatsache, daß mit dem europäischen Einigungsprozeß ein immer größerer Teil der energiepolitischen Willensbildung nach Brüssel verlagert wird und sich damit bei in Zukunft zunehmend relevanten Mehrheitsentscheidungen nicht mehr notwendigerweise nur nationale Belange durchsetzen können, sondern vor allem für die Frage des Ausgangs der derzeit stark forcierten Diskussion um die Klimarelevanz eines weiterhin sich fortsetzenden Einsatzes fossiler Energieträger.

Energiepolitik auf europäischer Ebene

Bereits die im Zusammenhang mit den Arbeiten der Enquete-Kommission »Schutz der Erdatmosphäre« erarbeiteten Untersuchungen haben gezeigt, daß selbst die Realisierung der mittelfristig ins Auge gefaßten Zielsetzung einer Reduzierung des CO_2-Ausstoßes in Deutschland um 25 bis 30 % bis zum Jahre 2005 (Basis 1987) – sofern überhaupt realisierbar – nicht nur erhebliche Verteuerungen des Faktors Energie voraussetzen würde, sondern zusätzlich auch weitreichende flankierende energiepolitische Eingriffe. Dabei ist bislang weitgehend offen, wie die gewerbliche Wirtschaft, aber auch der private Verbraucher, auf zur Zeit diskutierte CO_2- bzw. Energiesteuern reagieren wird, welche Rückwälz- und Überwälzungsvorgänge eintreten werden, bzw. ob sich angesichts weitreichender Beschäftigungswirkungen bei einem nationalen Alleingang nicht am Ende ganz andere umweltpolitische Eingriffe als notwendig erweisen werden, als sie derzeit diskutiert werden. Auch die Beantwortung der Frage, ob die zur Zeit diskutierten Kompensationsmöglichkeiten in Deutschland zugelassen werden, aber auch welchen Ausgang, und wenn ja in welcher Form, die immer noch anhaltende Akzeptanzdiskussion im Kernenergiebereich nehmen wird, sind für die zukünftige Entwicklung der Angebotsbedingungen auf dem deutschen Energiemarkt von entscheidender Bedeutung.

CO_2- bzw. Energiesteuern

Diese Ausführungen begründen hinreichend, daß für eine fundierte Auseinandersetzung mit einer Vorausschätzung des Energieverbrauchs und seiner Deckung eine explizite Berücksichtigung der den jeweiligen Werten zugrundeliegenden Annahmen erforderlich ist.

In diesem Sinne sind daher auch die Ergebnisse von Prognosen zu interpretieren, die in der jüngeren Vergangenheit vorgelegt worden sind. Hierbei zeigt sich, daß auch für die nächsten eineinhalb Jahrzehnte im wesentlichen eine Stagnation des Primärenergieverbrauchs in Deutschland erwartet wird (Referenzfall Prognos, Prognose der Esso AG von 1991/92), bzw. daß sich der Primärenergieverbrauch lediglich bei entsprechenden energiepolitischen Eingriffen gegenüber heute um etwa 10 % reduzieren könnte (Prognos Alternativszenario). Lediglich die von Shell bereits 1990 vorgelegte Prognose, die noch nicht dem Einbruch des Energieverbrauchsgeschehens in den neuen Bundesländern Rechnung zu tragen vermochte, weist für das 2010 einen um etwa 5 bis 10 % höheren Primärenergieverbrauch aus. Diese Prognosen unterstellen im wesentlichen folgende Annahmen:

Stagnation des Primärenergieverbrauchs

Anstieg des Bruttosozialprodukts

— Auf Basis des in Deutschland vorliegenden Wachstumspotentials wird auch langfristig ein Anstieg des Bruttosozialprodukts von deutlich über 2 % pro Jahr (real) als realisierbar angesehen. Ein solcher Wert beschreibt gleichzeitig das Wachstum, das unter Berücksichtigung der als quasi autonom zu unterstellenden Produktivitätsentwicklung und der demographischen Verhältnisse für eine zumindest mittelfristige Reduzierung der Beschäftigungsprobleme und für die Finanzierung der sozialen Sicherungssysteme als erforderlich angesehen wird und damit als Zielgröße hohen wirtschaftspolitischen Stellenwert besitzen dürfte.

energiewirtschaftliche Umstrukturierung

— Im Rahmen dieser Wachstumsannahme wird unterstellt, daß sich die Umstrukturierung im gewerblichen Bereich mit der schrittweisen Zurückdrängung des Gewichtes energieintensiver Branchen und der zunehmenden Nutzung energiesparender Produktionsprozesse kontinuierlich fortsetzen, aber nicht dramatisch beschleunigen wird und daß der Anpassungsprozeß der privaten wie der gewerblichen Energieverbraucher durch die veränderten energiewirtschaftlichen Rahmendaten eingeleitet, aber keineswegs bereits zum Abschluß gekommen ist und sich vor allem erst im Zeitablauf mit einer Umstrukturierung des volkswirtschaftlichen Kapitalstocks voll durchsetzen kann. Unter gleichzeitiger Berücksichtigung längerfristig wirksam werdender Sättigungstendenzen, vor allem im Haushaltsbereich sowie im Verkehrssektor, könnte es daher gelingen, die Energieintensität unserer Volkswirtschaft weiter zu vermindern und den Prozeß der Abkopplung des Anstiegs des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum zu verstetigen. Auch wird erwartet, daß sich der Prozeß der Umstrukturierung der zum Einsatz gelangenden Energieträgerpalette fortsetzen, im Zeitablauf allerdings abschwächen wird, da die leicht nutzbaren Substitutionspotentiale inzwischen ausgeschöpft sind und sich auf immer enger werdenden Märkten die Wettbewerbsprozesse entsprechend intensivieren. Dies gilt nicht zuletzt auch deshalb, weil zumindest mittelfristig von einer Fortsetzung der gegenwärtig das Marktgeschehen kennzeichnenden Energieüberflußlage ausgegangen wird.

- Der Trend zum Einsatz von Energieträgern wie Strom und Gas, die den modernen Produktionsprozessen, den wachsenden Umwelterfordernissen und den heutigen Konsumgewohnheiten entsprechen, dürfte sich fortsetzen. Voraussetzung hierfür ist allerdings eine am Wettbewerb orientierte Preisstellung, die Erschließung neuer Gasaufkommensquellen daneben aber auch der erfolgreiche Abschluß der derzeit laufenden Arbeiten zur Entwicklung und Markteinführung fortgeschrittener Stromerzeugungstechnologien, eine Lösung des Problems der deutschen Steinkohle und die Wiedererlangung eines möglichst breiten Konsenses hinsichtlich des Einsatzes von Kohle und Kernenergie.

Trend zu Strom und Gas

- Von allen Prognostikern wird unterstellt, daß mit dem gravierenden Einbruch des Energieverbrauchs in den neuen Bundesländern nunmehr die Talsohle durchschritten ist, und daß es schon bald gelingt, die energiewirtschaftlichen Verhältnisse in Ostdeutschland an die Gegebenheiten in den alten Bundesländern anzupassen. Dennoch dürfte voraussichtlich ein Zeitraum von etwa zehn Jahren erforderlich sein, bis dieser Anpassungsprozeß geschlossen ist.

Anpassungsprozeß in Ostdeutschland

3.2 Energiepolitik

3.2.1 Allgemeine Vorbemerkungen

Von Hans Michaelis

Sowohl im weltweiten als auch im nationalen Rahmen steht die Energiepolitik nach wie vor im Vordergrund des Interesses. In ihren *Zielsetzungen* und in ihren *Instrumenten* ist sie unverändert *umstritten*, vor allem, was die Gewährleistung einer ausreichend sicheren, umweltverträglichen und preisgünstigen Energieversorgung angeht; insbesondere aber in bezug auf die Forderung, der Kernenergie neben der heimischen Kohle eine feste Rolle bei der Deckung des heimischen Energiebedarfs zu sichern.

Interesse an sicherer Energieversorgung

3.2.1.1 Strukturelle Besonderheiten der Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft – Primärenergiegewinnung, Energieumwandlung, Transport, Lagerhaltung und Verbrauch von Energie – weist im Vergleich zu anderen industriellen Tätigkeiten *strukturelle Eigenarten* auf. Diese rechtfertigen eine »Energiepolitik«, die sich in ihren Zielsetzungen, Instrumenten und in Umfang und Tiefe der Eingriffe deutlich von der übrigen Wirtschaftspolitik abhebt. Auf die folgenden Besonderheiten sei hingewiesen:

strukturelle Besonderheiten der Energiewirtschaft

- die naturgegebene Abhängigkeit der westlichen Industrieländer von Energieeinfuhren;
- die geographische Begrenzung der Primärenergievorkommen;
- vornehmlich geologisch bedingte Besonderheiten der Primärenergiegewinnung;
- der wegen der Produktionsbedingungen geringe Spielraum für kurzfristige Angebotsanpassungen;
- mono- oder oligopolistische Angebotsstrukturen;

- gravierende Unterschiede im Grad der vertikalen Integration und horizontalen Diversifikation;
- extreme Unterschiede im Operationsspielraum zwischen der Ölwirtschaft, dem Kohlenbergbau und der Kernenergiewirtschaft;
- hohe spezifische Kapitalinvestitionen, die umfassende und langfristige Planungen erfordern;
- gebundene Leitungswege für Elektrizität, Gas und zunehmend für Öl;
- die zeitliche Koinzidenz von Erzeugung und Verbrauch bei der Elektrizität.

3.2.1.2 Ziele der Energiepolitik

Ziele der Energiepolitik

Als Energiepolitik ist die Gesamtheit der hoheitlichen Regelungen und Maßnahmen zu verstehen, die auf das Verhalten der Anbieter und Nachfrager von Energieprodukten einwirken. In den Industrieländern der westlichen Welt hat diese Politik fünf dominierende *Zielsetzungen*:

- eine möglichst preiswerte Versorgung;
- eine ausreichende und möglichst sichere Versorgung;
- eine möglichst umweltfreundliche Versorgung;
- ein sozial- und regionalpolitisch vertretbares Tempo der Substitution heimischer Energiequellen;
- rationelle Energieverwendung.

widerstreitende Interessen

Diese einander widerstreitenden und nur im Rahmen einer mittel- und langfristigen Orientierung miteinander zu vereinbarenden Zielsetzungen haben in den letzten Jahren ihren Stellenwert verändert: Die Sicherheit der Versorgung und eine reibungslose Substitution haben mehr und mehr Vorrang vor der Preiswürdigkeit erhalten. In dem Maße, in welchem der Energiemarkt vom Anbieter- zum Nachfragermarkt wird, bahnt sich hier ein Wandel an. Schonender Umgang mit der Umwelt ist erst seit den 70er Jahren eine wichtige und letzthin vorrangige Zielsetzung energiepolitischer Interventionen geworden, bei deutlicher Akzentverschiebung von den Problemen der Sicherheit der Kernenergie zu den Sorgen um die Reinhaltung der Luft. Bei dem inzwischen erreichten niedrigen Niveau der Ölpreise wird schließlich auch die Forderung nach einer rationelleren Energieverwendung heute nüchterner gesehen als vordem: Sie ist nicht mehr ein eigenständiges Ziel, sondern ein Mittel, um die nach wie vor vorrangigen Ziele preiswert und sicher, umweltfreundlich und sozial- und regionalpolitisch vertretbar zu verwirklichen.

Die vorstehenden Zielsetzungen verwirklichen heißt die folgenden für die Energiewirtschaft der westlichen Industrieländer unterschiedlich akuten *Probleme der Energieversorgung* zu lösen:

energiepolitische Zielsetzungen

- die Abhängigkeit unserer Energieversorgung von Erdölbezügen aus Nahost und Nordafrika vermindern oder in Grenzen halten und zugleich vorsorgen, daß plötzlich auftretende Versorgungsschwierigkeiten überwunden werden können;

- zur Konsolidierung der Energiewirtschaft in Mittel- und Osteuropa und in der Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS) beizutragen;
- soweit energiepolitisch geboten, die Wettbewerbsunterlegenheit der heimischen Energieerzeugung vermindern, diese gegen Einfuhrenergien schützen und zugleich dafür sorgen, daß eigene Produkte zu kostendeckenden Preisen angeboten werden können; vor allem betrifft dies den heimischen Steinkohlenbergbau;
- dafür sorgen, daß Energie gespart und rationeller verwendet wird;
- neuen erneuerbaren Energien – Sonne, Wind, Biomasse usw. – einen Platz in der Energieversorgung zu sichern;
- unter den Zielsetzungen der Energiepolitik willkommenen Energien, so der Braunkohle, dem heimischen Erdgas und der Wasserkraft gute Entwicklungsmöglichkeiten geben;
- der Kernenergie zur Akzeptanz zu verhelfen – sofern dies gewollt ist;
- die durch Erzeugung, Umwandlung und Verbrauch von Energie verursachten Schädigungen und Gefährdungen der Umwelt vermeiden oder wenigstens begrenzen – hier insbesondere die CO_2-Emissionen verringern und auf diesem Wege den Treibhauseffekt bewältigen.

3.2.2 Internationale Energiepolitik

3.2.2.1 Ebenen, Motivierungen und Ziele einer Energiepolitik

Von Hans Michaelis

Für die nunmehr 15 Mitgliedstaaten der Europäischen Union, auf die immerhin 15 % des Weltenergieverbrauchs entfallen, vollzieht sich die Energiepolitik auf drei Ebenen: der Ebene der Mitgliedstaaten, der Ebene der Europäischen Union und der Ebene der Gesamtheit der westlichen Industrieländer, hier im Rahmen der Internationalen Energie-Agentur, der IEA. Diese Politiken sind miteinander in stetem Widerstreit und geben damit dem energiewirtschaftlichen Geschehen ihr typisches Gepräge.

Ebenen der Energiepolitik

Im folgenden wird der Versuch unternommen, die im ganzen entmutigenden Bemühungen um eine europäische und später auch auf den Raum aller westlichen Industrieländer ausgedehnte Energiepolitik nachzuzeichnen, weil diese Bemühungen die Problematik dieser Politik und zugleich der Nuklearpolitik besonders deutlich machen und damit den politischen und wirtschaftlichen Rahmen für die Kernenergieentwicklung diesseits und jenseits der Grenzen erkennen lassen.

Für eine einheitlich konzipierte großräumige europäische Energiepolitik spricht insbesondere, daß – bedingt durch den technischen Fortschritt und die politische Entwicklung – die *Konzentration* in der Energiewirtschaft fortschreitet und an den Ländergrenzen zumeist nicht haltmacht:

Konzentrationen in der Energiewirtschaft

- Die Konzentration im *Steinkohlenbergbau* nimmt zu, weil nur auf diesem Wege eine Bereinigung der Kohlenfelder und damit eine überbetriebliche Rationalisierung möglich ist und zudem der Wettbewerb zwischen den verschiedenen Bergwerksgesellschaften eines Reviers nicht für wirtschaftlich sinnvoll erachtet wird.

- Die Konzentration in der *Ölwirtschaft* nimmt zu, weil internationale und vertikal integrierte Ölgesellschaften besser die mehr und mehr umfassenden und risikoreichen Aufgaben zu lösen vermögen und zudem für Rohöl ein weltweites in seiner Wirksamkeit allerdings zurückgehendes Angebotskartell besteht.
- Die Konzentration in der *Gaswirtschaft* nimmt zu wegen der verstärkten Ausrichtung auf die in wenigen Händen befindlichen großen Erdgasvorkommen.
- Die Konzentration in der *Elektrizitätswirtschaft* nimmt zu wegen der durch die Kernenergie bedingten größeren Kraftwerksblöcke und der gestiegenen Erfordernisse des Verbunds, um hier nur zwei Aspekte zu nennen.

Abhängigkeit von Energieeinfuhren

Auf der anderen Seite ist eine Energiepolitik in größerem internationalem Verbund, hier vor allem als eine der Politiken der Europäischen Union, auch geboten, weil auf diese Weise die handelspolitische *Bargaining-Power* der allesamt auf Energieeinfuhren angewiesenen EU-Länder am wirksamsten in die Waagschale geworfen werden konnte und kann[17]. Besonders deutlich wurde dies in den vielfältigen Auseinandersetzungen der IEA und der EU mit den in der OPEC zusammengeschlossenen Ölförderländern.

Unter dem Aspekt der Entwicklung und des Einsatzes der Kernenergie sind insbesondere drei Bereiche der Energiepolitik von Bedeutung: die Kohlepolitik (siehe Kapitel 3.3), die Erdölpolitik (siehe Kapitel 3.4) und die in Kapitel 3.5 und vor allem in Kapitel 4 behandelte Elektrizitäts- und Kernkraftwirtschaft.

3.2.2.2 Die Energiepolitik der Europäischen Union

Bearbeitet von Peter Faross

Vorbemerkung:

Energiepolitik der Gemeinschaft

Die Energiepolitik der Gemeinschaft befindet sich im Umbruch. Die veränderten Rahmenbedingungen, insbesondere

- die Realisierung des *großen Binnenmarktes* und die Auswirkung auf den Energiesektor;
- das Inkrafttreten des Vertrages über die *Europäische Union*;
- das Ziel der Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie wie im Weißbuch[18] der Kommission über »Wachstum, Wettbewerbsfähigkeit, Beschäftigung« dargestellt,

machen deutlich, daß die auf das Jahr 1995 ausgerichteten, formell noch gültigen energiepolitischen Ziele[19] durch eine neue kohärente Politikdefinition für den Energiesektor ersetzt werden müssen. Im Rahmen der Regierungskonferenz über die Politische Union ist es nicht gelungen ein neues,

---

[17] Vgl. H. Michaelis: *Energiepolitik – ungenutztes Rationalisierungspotential aber verstärkte internationale Verhandlungsposition*, in: R. Hrbek und W. Wessels (Hrsg.): *EG-Mitgliedschaft: Ein vitales Interesse der Bundesrepublik Deutschland?*, Europa Union Verlag, Bonn 1985.

[18] KOM(93)700 endg. vom 05.12.1993.

[19] Resolution des Rates vom 16.09.1986 (86/C 241a).

eigenständiges Energiekapitel in den Vertrag über die Europäische Union aufzunehmen.

Die Neuformulierung der *gemeinschaftlichen Energiepolitik* ist auch wegen der drastischen Änderungen des geopolitischen Umfeldes notwendig:

gemeinschaftliche Energiepolitik

- Die politischen Umbrüche in Zentral- und Osteuropa sowie in der ehemaligen UDSSR schaffen neue wirtschaftliche Eckdaten für die Energieversorgung der Europäischen Union.
- Der Weltenergieverbrauch steigt kontinuierlich an.
- Die globalen Umweltprobleme (Treibhauseffekt) beeinflussen die Energiestrukturen.

Im Dialog mit Industrie und den Mitgliedstaaten hat die Kommission im Jahr 1993 mit den Vorarbeiten für eine *neue Politikdefinition* begonnen. Nach dem Beschluß des Energierates vom 25. Mai 1994 soll die Kommission bis Ende 1994 ein Grünbuch vorlegen, welches die energiepolitischen Optionen für die Europäische Union aufzeigen soll. Auf der Grundlage dieses Diskussionspapieres soll eine neue Energiepolitik erarbeitet werden, die über die Regierungskonferenz des Jahres 1996 zur Revision des Vertrages über die Europäische Union in ein eigenständiges *Vertragskapitel »Energie«* münden könnte. Es bleibt abzuwarten, ob die Mitgliedstaaten bereit sind, diesen bedeutenden politischen Schritt zu akzeptieren.

neue Politikdefinition

Rückblick:
Es hat bereits einer rund drei Jahrzehnte währenden Entwicklung bedurft, bis der Europäische Rat anläßlich seiner Athener Tagung (November 1983) einen – bisher unveröffentlicht gebliebenen – Text zu seinen Akten nahm, welcher die politische Absegnung einer gemeinschaftlichen Politik im Energiesektor zum Gegenstand hatte.

Der Begriff gemeinschaftliche Energiepolitik tauchte zum ersten Mal während der Messina-Konferenz (1955) auf, die den Weg zu einer erweiterten europäischen Integration in Gestalt von EWG und EURATOM ebnete. Konkrete Anregungen für institutionelle Lösungen gab sie jedoch nicht. Erst im Oktober 1957 sprach ein offizielles Protokoll des Besonderen Ministerrates der Montanunion von der Notwendigkeit einer koordinierten Energiepolitik und legte dafür einige Verfahrensschritte fest. Im gleichen Jahr erschien der Bericht der »Drei Weisen« (L. Armand, F. Etzel, F. Giordani), der auf eine *kommende Energielücke* und die Gefahr zunehmender Abhängigkeit Europas vom Mittelostöl hinwies. Das Europäische Parlament umriß in einer Entschließung vom Februar 1962 die Grundsätze einer gemeinsamen Energiepolitik, und die drei Exekutiven von EGKS, EWG und EURATOM legten im Juni 1962 ein umfassendes Memorandum zu diesem Thema vor. Dessen Grundsätze waren: billige Versorgung, sichere Versorgung, fortschreitende Substitution, freie Wahl der Verbraucher, Wettbewerb zwischen den einzelnen Energieträgern und Einheit des Gemeinsamen Marktes. So wurde es schließlich auch am 21. April 1964 in dem Protokoll eines Abkommens über Energiefragen zwischen den damaligen sechs EG-Mitgliedstaaten festgeschrieben.

gemeinschaftliche Energiepolitik

Nach der Fusion der drei Exekutiven zur *Kommission der Europäischen Gemeinschaften* (1967) erwartete man neue Anstöße zur Überwindung der bis dahin fragmentarischen Behandlung des Energiesektors. Aber die von der EG-Kommission ausgearbeiteten Orientierungen (1968), die das Risiko der geopolitischen Versorgungslage offen angesprochen hatten und durch die Ereignisse in den Jahren 1970/72 (OPEC-Konferenz in Tripoli und Teheran, Verstaatlichung der Ölquellen usw.) bestätigt worden waren, führten im Ministerrat zu keinen konkreten Ergebnissen. Die zunehmend bedrohte Versorgung des Gemeinsamen Marktes mit Energie veranlaßte schließlich die Staats- und Regierungschefs auf ihrer Gipfelkonferenz vom Oktober 1972 (Paris) zu der Erklärung, es sei nun aber erforderlich, zu einer Energiepolitik in der Gemeinschaft zu kommen, die unter zufriedenstellenden wirtschaftlichen Bedingungen eine sichere und dauerhafte Versorgung gewährleiste.

sichere und dauerhafte Versorgung

Im Vollzug dieses Auftrags legte die Europäische Kommission im April 1973 »Orientierungen und vordringliche Maßnahmen auf dem Gebiet der gemeinschaftlichen Energiepolitik« vor. Hierin schlug sie vor: verstärkte Zusammenarbeit der EG mit anderen Energieeinfuhrländern, bessere Beziehungen zu den Ölförderstaaten, Regelungen und Interventionsmechanismen für den gemeinsamen Mineralölmarkt, einen verbindlichen Verhaltenskodex für Krisenzeiten und schließlich Maßnahmen zur Verbesserung des Umweltschutzes. Zur Stromerzeugung sollte möglichst viel heimische Steinkohle eingesetzt werden. Die Diskussion im Rat (Mai 1973) war kontrovers und verlief wiederum weitgehend ergebnislos. So traf die Ölkrise vom Oktober 1973 die Gemeinschaft weithin unvorbereitet. Angesichts der dramatisch veränderten Versorgungsbedingungen und ihrer Folgen für Zahlungsbilanzen und Währungsreserven beauftragte die folgende europäische Gipfelkonferenz im Dezember 1973 (Kopenhagen) die Kommission, ein Energieprogramm auszuarbeiten, das »eine *Diversifizierung der Versorgung* durch Entwicklung der vorhandenen Ressourcen, eine beschleunigte Erforschung neuer Energiequellen und die Schaffung neuer Produktionskapazitäten mit dem Ziel einer harmonischen Entwicklung bestehender Projekte« umfassen sollte.

Ölkrise 1973

Mit der schlagartigen Verteuerung des Rohöls hatte das Thema einer gemeinschaftlichen Energiepolitik in der Gemeinschaft brennende Aktualität gewonnen und die *Verringerung der Ölabhängigkeit*, die Umstrukturierung des Energiesektors zur Verbesserung der Versorgungssicherheit war zu einer Priorität geworden. Diese neue Strategie hat ihren Niederschlag in der Verabschiedung *mittelfristiger energiepolitischer Ziele* für die Gemeinschaft gefunden. Die ersten gemeinschaftlichen Energieziele mit Ausrichtung auf das Jahr 1985 sind vom Ministerrat im Dezember 1974 verabschiedet worden. Diese Energieziele sind dann etwa alle fünf Jahre revidiert bzw. fortgeschrieben worden. Die gegenwärtig noch gültigen gemeinschaftlichen Energieziele sind vom Ministerrat im Jahr 1986 verabschiedet worden und auf das Jahr 1995 ausgerichtet.

energiepolitische Ziele

Die noch für das Jahr 1995 gültigen Energieziele bezwecken, daß unter Beibehaltung der bewährten Mittel der Energiepolitik an der Politik der Ölsubstitution langfristig festgehalten wird, damit eine ausreichende und

Politik der Ölsubstitution

sichere Energieversorgung der Gemeinschaft zu wettbewerbsfähigen Preisen gewährleistet bleibt. Zur Erreichung dieses Zieles müssen alle Energieträger, die rationelle Energienutzung eingeschlossen, einen entsprechenden Beitrag leisten.

Die für die verschiedenen Energiesektoren gültigen Ziele lauten wie folgt:

- Der Wirkungsgrad der Endnachfrage nach Energie soll bis 1995 um mindestens 20 % verbessert werden;
- 1995 sollte der Erdölverbrauch auf etwa 40 % des Energieverbrauchs gesenkt und damit die Nettoeinfuhren von Erdöl auf weniger als einem Drittel des gesamten Energieverbrauchs der Gemeinschaft gehalten werden;
- Beibehaltung des Erdgasanteils in der Energiebilanz;
- Erhöhung des Anteils der festen Brennstoffe am Energieverbrauch und Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der Produktionskapazitäten für diese Brennstoffe;
- 1995 soll der Anteil des aus Kohlenwasserstoffen erzeugten Stroms auf weniger als 15 % reduziert werden;
- spürbare Erhöhung des Beitrages neuer und erneuerbarer Energiequellen.

Unfall von Tschernobyl

Die Verabschiedung dieser Ziele fiel zeitlich mit dem Unfall von Tschernobyl zusammen, dessen Auswirkungen bis heute noch nicht völlig abschätzbar sind und welcher die Einschätzung der *Kernenergie* in der Öffentlichkeit drastisch änderte. Bereits einige Wochen nach diesem Unfall am 26. April 1986 hatte die Kommission ein Aktionsprogramm verabschiedet, welches die folgenden Maßnahmen vorsah: Verbesserung der Strahlenstandards für den Gesundheitsschutz, Verbesserung und Harmonisierung der Sicherheit von Kernenergieanlagen, Verbesserung des Kriseninformationssystems, Koordinierung internationaler Maßnahmen und intensivierte Forschung über die Risikoabschätzung von Unfällen. Ferner wurden die Inspektionen von Kernanlagen in den Mitgliedstaaten wieder aufgenommen, um die Radioaktivität in der Atmosphäre und die Einhaltung von Sicherheitsstandards zu überwachen. Das Ziel dieser Inspektionen ist die Verhütung von Unfällen in Kernenergieanlagen. Die Folgen des Unfalls von Tschernobyl, welcher einige Mitgliedstaaten veranlaßt hat, auf die Nuklearposition zu verzichten oder diese substantiell zu begrenzen, sind auch heute noch nicht überwunden.

Golfkrieg

Der Golfkrieg hat erneut die strategische Notwendigkeit einer gemeinschaftlichen Energiepolitik unterstrichen, welche dem Aspekt der *Versorgungssicherheit* hohe Priorität einräumt. Die weiteren prioritären Ziele der gemeinschaftlichen Energiepolitik richten sich auf die Verbesserung der *Wettbewerbsfähigkeit* der Wirtschaft und auf den *Schutz der Umwelt* auf hohem Niveau.

Binnenmarkt für Energie

Das Weißbuch über den gemeinsamen Binnenmarkt[20], vom Europäischen Rat in Mailand Ende Juni 1985 verabschiedet, war zusammen mit der Einheitsakte und dem Arbeitsdokument über den Binnenmarkt für

[20] KOM(85)310 endg. vom 14.06.1985.

Energie[21] zunächst die verbindliche Grundlage für die Realisierung des Energiebinnenmarktes. Art. 7a des Vertrages über die Europäische Union definiert nunmehr den Binnenmarkt als »einen Raum ohne Binnengrenzen, in dem der freie Verkehr von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital ... gewährleistet ist«.

Obwohl im Weißbuch von 1985 Energie nicht ausdrücklich erwähnt wurde, ist zwischenzeitlich in verschiedenen Schlußfolgerungen des Rates bestätigt worden, daß Energie fester Bestandteil des Gemeinsamen Europäischen Binnenmarktes sein muß.

Durch Schaffung des Binnenmarktes sollen die Voraussetzungen für Produktivität und Wettbewerbsfähigkeit verbessert werden, dauerhaftes Wachstum und bessere Verteilung der Ressourcen gesichert sowie eine Kostensenkung erreicht werden. All diese Zielprojektionen gelten gleichermaßen für den Energiesektor. Das Arbeitsdokument über den Binnenmarkt für Energie listete dann die zu überwindenden Hemmnisse für einen vermehrten Energieaustausch auf und schlug eine entsprechende Strategie vor, welche abzielte auf:

Arbeitsdokument über den Binnenmarkt

- die *Anwendung des Gemeinschaftsrechts* (Ahndung von Vertragsverstößen in Sachen Handelshemmnisse, Wettbewerb und Beihilfen);
- die *Beseitigung technischer Schranken* durch Harmonisierung von Bestimmungen und Normen;
- die *Öffnung des öffentlichen Beschaffungswesens* auch für Energie;
- die *Beseitigung von Steuerschranken*, vor allem die Annäherung der indirekten Besteuerung.

Seit dem 1. Januar 1993 ist der große Binnenmarkt eine Realität. Dies gilt jedoch nicht für den Energiesektor, wo nur ganz bescheidene Fortschritte erzielt werden konnten.

In einer ersten Stufe konnten jedoch in den Jahren 1990/1991 Richtlinien über den *Transit von Elektrizität*[22] *und Gas*[23] sowie eine Richtlinie zur Gewährleistung der *Transparenz von industriellen Gas- und Strompreisen*[24] verabschiedet werden.

Transitrichtlinien

Die Transitrichtlinien beinhalten Regelungen, nach denen Elektrizitäts- und Gasgesellschaften das Transportnetz anderer EVU für den grenzüberschreitenden Handel benutzen können. Die Bedingungen hierfür müssen zwischen den betreffenden Unternehmen ausgehandelt werden, und im Falle von Schwierigkeiten kann eine Schiedsstelle und in letzter Instanz der Gerichtshof befaßt werden. Die Transitregelungen für Strom und Gas betreffen jedoch nur den Handel zwischen EVU untereinander und schließen den Zugang von Endverbrauchern und Verteilern aus. Die Veröffentlichung der Preisdaten gemäß der Preistransparenzrichtlinie soll den Industrieverbrauchern eine Marktübersicht geben und die Wahl der preisgünstigsten Strom- und Gaslieferanten ermöglichen.

Preistransparenzrichtlinie

[21] KOM(88)238 endg. vom 02.05.1988.
[22] Richtlinie 90/547 EWG vom 29.10.1990.
[23] Richtlinie 91/296 EWG vom 21.05.1991.
[24] Richtlinie 90/377 EWG vom 29.06.1990.

Fortschritte wurden des weiteren im Bereich des öffentlichen Beschaffungswesens, der Steuerharmonisierung und der Normung im Energiebereich erzielt. Eine vollständige Übersicht gibt der zweite Fortschrittsbericht über den Energiebinnenmarkt[25].

Was die staatlichen Beihilfen betrifft, so wird es im Zuge des Binnenmarktprozesses immer notwendiger, ein Höchstmaß an Transparenz aufrechtzuerhalten und die Kontrolle zu stärken. Dies gilt insbesondere für den Kohlesektor, wo das Vorliegen vertikaler Vertragsbindungen zwischen Kohle- und Stromproduzenten einen Wettbewerb stark begrenzt.

staatliche Beihilfen

Im März 1989 hat die Kommission zu dieser Thematik verschiedene Entscheidungen getroffen. Sie hat sich insbesondere für eine weitere Liberalisierung des Kohle- und Stromsektors ausgesprochen und hierbei einer Verhandlungslösung zum progressiven Abbau von Binnenmarkthindernissen de Vorrang eingeräumt. Die Kommission hat des weiteren den *Kohlepfennig* für das Jahr 1988 mit der Maßgabe gebilligt, daß für die Zukunft ein Element der Degressivität eingeführt wird und im September 1989 Umstrukturierungspläne für den deutschen Steinkohlenbergbau zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit dieses Sektors vorgelegt werden. Die deutsche Steinkohlenindustrie und die Bundesregierung teilen diese Position der Gemeinschaft nicht voll. Zur Zeit ist diesbezüglich ein Gerichtsverfahren in Luxemburg anhängig. Am 28. Dezember 1993 billigte die Kommission eine neue Kohlebeihilfeentscheidung[26]. Beihilfen unter dieser Entscheidung müssen eines der folgenden Ziele erreichen helfen:

neue Kohlebeihilfe-entscheidung

- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Kohlenbergbaus mit dem Ziel degressiver Beihilfegewährung;
- Lösung von sozialen und regionalen Problemen;
- Hilfestellung zur Erreichung von Umweltschutzstandards.

Neuere Entwicklungen:

Energie und Umwelt: Was die Umweltaspekte anbetrifft, so verpflichtet der Vertrag über die Europäische Union die sektoralen Politiken der Gemeinschaft, die Energiepolitik eingeschlossen, die Umweltdimension in die jeweilige Politikdefinition einzubeziehen. Konkretisiert wird diese Forderung im 5. Aktionsprogramm für die Umwelt. Um diesen Integrationsprozeß voranzutreiben, hat die Kommission im Februar 1990 ein allgemeines Orientierungspapier über »Energie und Umwelt[27]« verabschiedet, das in seinen wesentlichen Aussagen vom Ministerrat gebilligt worden ist.

5. Aktionsprogramm für die Umwelt

Im Mittelpunkt der Diskussion stehen zur Zeit Begrenzungen der Emission von *Treibhausgasen*, insbesondere *Kohlendioxid* (CO_2). Im Oktober 1990 hat zum ersten Mal in der Geschichte der EG ein gemeinsamer Energie- und Umweltrat getagt, um die Position der Gemeinschaft für die

Emission von Treibhausgasen

[25] KOM(93)261 endg. vom 02.07.1993.
[26] Entscheidung Nr. 3632/93 EGKS vom 28.12.1993.
[27] KOM(89)369 endg. vom 08.02.1990.

zweite Weltklimakonferenz vorzubereiten. Auf dieser gemeinsamen Ratstagung hat man sich darauf geeinigt, die globalen CO_2-Emissionen der Gemeinschaft bis zum Jahr 2000 auf der Basis der Emissionszahlen für das Jahr 1990 zu stabilisieren.

Stabilisierungsstrategie

Die von der Kommission vorgeschlagene Stabilisierungsstrategie[28] umfaßt Vorschläge zur Verbesserung der Energieeffizienz, zur beschleunigten Markteinführung neuer und erneuerbarer Energien, zur Förderung innovativer Energietechnologien sowie zur Einführung einer neuen *Energie-/CO_2-Steuer*[29].

SAVE-Programm

Im Sommer 1993 wurde vom Rat eine Rahmenrichtlinie[30] im Rahmen des *SAVE-Programms* zur Verbesserung der Energieeffizienz verabschiedet. Diese Richtlinie sieht folgende Aktionen vor:

- Energieausweise für Gebäude;
- Abrechnung der Heizungs-, Klimatisierungs- und Warmwasserbereitungskosten nach dem tatsächlichen Verbrauch;
- Förderung der *Drittfinanzierung* von Energiesparinvestitionen im öffentlichen Sektor;
- Wärmedämmung von Neubauten;
- regelmäßige Überprüfung von Heizkesseln und
- Energiebilanzen in Unternehmen mit hohem Energieverbrauch.

ALTENER-Programm

Im September 1993 ist des weiteren das ALTENER-Programm[31] zur *Förderung erneuerbarer Energien* verabschiedet worden. Dieses Programm soll zusammen mit anderen Förderungsmaßnahmen für das Jahr 2005 die folgenden Ziele erreichen:

- Verdoppelung des Marktanteils für Erneuerbare von 4 % in 1991 auf 8 %;
- Verdreifachung des Einsatzes Erneuerbarer zur Stromerzeugung und
- 5 % Marktanteil für Biokraftstoff.

THERMIE-Programm

Die letzten Ausschreibungen im Rahmen des THERMIE-Programms[32] zur Förderung innovativer Energietechnologien zielten insbesondere auf eine Verringerung von CO_2-Emissionen ab. Der letzte Bericht[33] über die Resultate dieses Programms zeigt Erfolge und Reduktionspotentiale neuer Energietechnologien auf. Diesem marktorientiertem Programm ist das 3. Rahmenprogramm für Forschung mit dem F&E-Programm für nichtnukleare Energien (JOULE II) vorgeschaltet.

Energie-/CO_2-Steuer

Die von der Kommission vorgeschlagene gemischte Energie-/CO_2-Steuer (50 % CO_2- und 50 % Energiesteueranteil) ist vom Ministerrat, trotz langwieriger Verhandlungen, bisher nicht verabschiedet worden. Der Kommissionsvorschlag zielt auf die aufkommensneutrale Einführung der Steuer ab und diskriminiert stark kohlenstoffhaltige Energieträger, wie Braun- und

[28] SEC(91)1744 endg. vom 14.10.1991.
[29] KOM(92)226 endg. vom 30.06.1992.
[30] Richtlinie 93/76 EWG vom 13.09.1993.
[31] Ratsentscheidung 93/500 EWG vom 13.09.1993.
[32] Ratsverordnung 2008/90, Amtsblatt Nr. L 185/17.07.1990.
[33] KOM(93)642 endg. vom 09.12.1993.

Steinkohle (Vgl. dazu Kapitel 7.3: Kernenergie und Klima). Die Europäische Union sowie die meisten Mitgliedstaaten haben die in Rio de Janeiro im Jahr 1992 verabschiedete *Klimaschutzkonvention* ratifiziert.

Binnenmarkt für Energie: Im Rahmen der zweiten Stufe zur Verwirklichung des Binnenmarktes für Energie hat die Kommission Anfang 1992 Vorschläge für eine Richtlinie für den Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarkt[34] vorgelegt. Diese Vorschläge beinhalteten die folgenden Zielsetzungen:

Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarkt

- Abschaffung aller ausschließlichen Rechte für die Errichtung von Kraftwerken und den Bau von Elektrizitäts- und Gasleitungen;
- Entflechtung von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen;
- Einführung eines regulierten Zugangs Dritter zum Netz zur Realisierung von Durchleitungstatbeständen für mehr Wettbewerb.

Zugang Dritter zum Netz

Diese ursprünglichen Kommissionsvorschläge waren insbesondere wegen der Netzzugangsregeln für die anderen Gemeinschaftsinstitutionen nicht akzeptabel. Sowohl der Ministerrat (30.11.1992) als auch das Europäische Parlament (17.11.1993) hatten Abänderungswünsche präsentiert, die die Kommission bewogen haben, diese ursprünglichen Vorschläge im Dezember 1993 zu modifizieren. Diese modifizierten Richtlinienvorschläge[35] werden gegenwärtig im Ministerrat beraten. Die folgenden Änderungen sind hervorzuheben:

modifizierte Richtlinienvorschläge

- *Netzzugang auf Verhandlungsbasis* mit einem Streitschlichtungsverfahren anstatt des durchnormierten Netzzugangs;
- Einführung eines *Ausschreibungsverfahrens* für neue Stromübertragungs- und -produktionskapazitäten als Alternative für ein transparentes, nichtdiskriminierendes Genehmigungsverfahren;
- Fallenlassen der *Entflechtung* bezüglich Unternehmensmanagement; Beibehaltung der Entflechtung hinsichtlich der Rechnungslegung;
- Hervorheben von *öffentlichen Dienstleistungspflichten* im Strom- und Gassektor im Rahmen des bestehenden Gemeinschaftsrechts.

Netzzugang auf Verhandlungsbasis

Entflechtung der Rechnungslegung

öffentliche Dienstleistungspflichten

Diese modifizierten Vorschläge sollen auf offenere, transparentere, effizientere und stärker wettbewerbsorientierte Strom- und Gasmärkte hinwirken.

Parallel zu diesen Energiebinnenmarktsverhandlungen hat die Kommission auch primäres Gemeinschaftsrecht zur Öffnung der Strom- und Gasmärkte angewandt. Im Juni 1994 wurden *Vertragsverletzungsverfahren* wegen der Beibehaltung von de jure Import- und Exportmonopolen für Strom und Gas eingeleitet. Bei diesen Fällen handelt es sich im Gasbereich um Frankreich und im Stromsektor um Frankreich, Irland, Italien, die Niederlande und Spanien.

Import- und Exportmonopole

Am 30. Mai 1994 verabschiedete der Rat eine Richtlinie über die Erteilung und Ausübung von Genehmigungen zur Suche, Exploration und Förde-

[34] KOM(91)548 endg. (SYN 384 und 385) vom 21.02.1992.
[35] KOM(93)643 endg. vom 07.12.1993.

Förderung von Kohlenwasserstoffen

rung von Kohlenwasserstoffen[36], welche ebenfalls in den Bereich der zweiten Energiebinnenmarktstufe fällt. Diese Richtlinie schreibt vier generelle Grundsätze fest: Erstens, Mitgliedstaaten behalten die Souveränität über Öl- und Gasvorkommen; insbesondere entscheiden sie über die Öffnung von Explorationsgebieten, über Steuer- und Abgabensysteme. Zweitens, Mitgliedstaaten legen das langfristige Förderprofil fest. Drittens, Staatsbeteiligungen sind im Rahmen von Exploration und Förderung möglich, soweit der Gleichbehandlungsgrundsatz gegenüber anderen Gesellschaften nicht verletzt wird. Viertens, es muß ein Rechtsrahmen geschaffen werden, der Transparenz, Objektivität und Nichtdiskriminierung garantiert.

Transeuropäische Energienetze: Ein liberalisierter grenzüberschreitender Handel mit Strom und Erdgas setzt eine ausreichende und effiziente Transportinfrastruktur voraus. Zwischen dem Binnenmarkt und den transeuropäischen Energienetzen (Art. 129b bis Art. 129d EG-Vertrag) gibt es somit eine direkte Verbindung.

transeuropäische Energienetze

Bereits im Frühjahr 1992 hatte die Kommission ein Dokument[37] verabschiedet, welches auf die strategische Bedeutung der *Energienetze* einging. Im Rahmen der Strukturfonds wurden bereits wichtige Finanzierungsbeiträge zur Realisierung dieser Energieinfrastrukturen geleistet. Das aus dem Jahr 1990 datierende Gemeinschaftsprogramm »REGEN« über die Verbesserung der Energieinfrastrukturen stellte hierfür für den Zeitraum bis 1993 300 Mio. Rechnungseinheiten zur Verfügung.

Gemeinschafts-programm REGEN

Im Januar 1994 hat die Kommission *gemeinschaftliche Orientierungen* für die transeuropäischen Energienetze vorgelegt[38], die zwei Bereiche abdecken:

Projekte von gemeinsamen Interesse

- Erstens, ein Vorschlag über Leitlinien, welche Ziele und Prioritäten für Strom- und Gasinfrastrukturen aufzeigen. Projekte von gemeinsamen Interesse werden identifiziert.
- Zweitens, ein Vorschlag für ein Aktionsbündel, welches es der Kommission erlauben würde, die Projektrealisierung durch Koordinierungs- oder Finanzierungsmaßnahmen zu unterstützen.

Die Realisierung der identifizierten Projekte von Gemeinschaftsinteresse würde für den Zeitraum 1994 bis 1999 etwa 13 Mrd. Rechnungseinheiten kosten.

Zentral- und Osteuropa, GUS (ehemalige UdSSR): Die *Lubbers-Initiative*, die vom niederländischen Premierminister während des Gipfels in Dublin vorgeschlagen worden ist und auf eine Europäische Energiegemeinschaft abzielt, ist von der Gemeinschaft weiter entwickelt worden. Im Februar 1991 hat die Kommission den Vorschlag für die Ausarbeitung einer europäischen Energiecharta präsentiert. Ganz generell sieht dieser Vorschlag

europäische Energiecharta

[36] Richtlinie 94/22 EG vom 30.05.1994, Amtsblatt Nr. L 164/30.06.1994.
[37] SEC(92)553 endg. vom 27.03.1992.
[38] KOM(93)685 endg. vom 19.01.1994.

eine pan-europäische Struktur vor, um Versorgungssicherheit und Nachfrage dadurch zu garantieren, indem die immensen Energievorräte der GUS (ehemalige UdSSR) mit den Märkten Westeuropas verbunden werden.

Die europäische Energiecharta wurde am 17. Dezember 1991 in Den Haag von 49 Staaten und der Europäischen Gemeinschaft unterzeichnet. Zur Erreichung der politischen Ziele der Charta werden die Unterzeichner gemeinsame Vorhaben auf acht Gebieten prioritär duchführen: Zugang und Entwicklung von Energieressourcen; Marktzugang; Liberalisierung des Handels mit Energie; Förderung und Schutz von Investitionen; Sicherheitsstandards; Forschung und technologische Entwicklung; Energieeffizienz und Umweltschutz; Ausbildung und Training.

Im Anschluß an die Unterzeichnung der Charta wurden zur Umsetzung der politischen Ziele Verhandlungen über zwei rechtsverbindliche internationale Verträge aufgenommen, die im Prinzip während der Energiechartakonferenz im Juni 1994 beendet werden konnten.

Neben der GUS, die wegen ihrer schieren Größe und Bedeutung ein Sonderfall ist, unterhält die Gemeinschaft bereits enge Beziehungen mit den anderen Staaten Zentral- und Osteuropas und fördert Energiekooperationen sowohl im Rahmen des »PHARE-Programms« als auch über das Kommissionsprogramm zur Energieplanung (SYNERGY). Diese Staaten sehen sich mit ihren Strukturreformen auch im Energiesektor besonderen Gefahren und Herausforderungen ausgesetzt:

PHARE-Programm

SYNERGY-Programm

- das RGW Wirtschafts- und Handelssystem kollabierte;
- Unsicherheiten bestehen bezüglich der Weiterversorgung durch die GUS hinsichtlich Öl und Gas; Unsicherheiten die sowohl die Preise als auch die Mengen betreffen;
- Ölpreissteigerungen auf den internationalen Märkten, die die Zahlungsbilanzen weiter verschlechtern.

Vor diesem Hintergrund besteht ganz allgemein ein Trend zur stärkeren Anbindung an die Infrastrukturen der Gemeinschaft, insbesondere im Strom und Gasbereich.

Die ehemaligen Staaten der UdSSR werden dem PHARE-Programm vergleichbar über das *TACIS-Programm* gefördert.

TACIS-Programm

Ergebnis:
Energiepolitik folgt keinem Selbstzweck, sondern soll einen Beitrag zu den Zielen des Artikel 2 des EG-Vertrags leisten, die »durch die Errichtung eines Gemeinsamen Marktes und die schrittweise Annäherung der Wirtschaftspolitik den Mitgliedstaaten eine harmonische Entwicklung des Wirtschaftslebens innerhalb der Gemeinschaft, eine beständige und ausgewogene Wirtschaftsausweitung, eine größere Stabilität, eine beschleunigte Hebung der Lebenshaltung und engere Beziehungen zwischen den Staaten« fördern sollen. Bisher ist zur Erreichung dieser Ziele eine gemeinschaftliche Energiepolitik verfolgt worden, die weitgehend auf Artikel 235 EG-Vertrag – Einstimmigkeitserfordernis – gestützt war. Insbesondere mit der Realisierung des

Einstimmigkeitserfordernis

Binnenmarkts für Energie erscheint der Übergang zu einer gemeinsamen im EG-Vertrag verbrieften Energiepolitik notwendig.

Im Rahmen der bisherigen gemeinschaftlichen Energiepolitik stellt die Gemeinschaft jährlich ganz erhebliche Finanzmittel zur Verfügung. In den Jahren 1991 und 1992 erreichten die von der Europäischen Union für den Energiebereich eingesetzten Finanzmittel die folgende Größenordnung:

Finanzmittel für den Energiebereich

– Für Zuschüsse: 1 200 Mio. Rechnungseinheiten pro Jahr,
– für Darlehen: 3 000 Mio. Rechnungseinheiten pro Jahr.

Wertung:

Im Vergleich zu anderen Bereichen gemeinschaftlicher Politik schneidet die Energiepolitik nicht schlecht ab. Wieweit die sichtbaren Veränderungen in der Energielandschaft der EU mit oder ohne Zutun sektorbezogener Interventionen der einzelstaatlichen oder gemeinschaftlichen Energiepolitiken zustande gekommen sind, bleibe dahingestellt. Mit Sicherheit haben die schockartigen Ölpreiserhöhungen der OPEC von 1973 und 1979 den Strukturwandel stark beschleunigt.

Aber auch Rückschläge müssen eingestanden werden. So konnten zwar die horizontalen Energieziele für das Jahr 1995 weitgehend erreicht werden; insbesondere wurde eine Verbesserung der Versorgungsbedingungen durch eine bessere Diversifizierung der Energieträger realisiert. Die sektoralen, quantifizierten Energieziele für 1995 werden jedoch weitestgehend verfehlt werden:

quantifizierte Energieziele verfehlt

- Eine mindestens 20 %ige Verbesserung der Energieeffizienz bis 1995 konnte angesichts des Einbruchs der Energiepreise im Jahr 1986 nicht verwirklicht werden.
- Ölnettoimporte konnten nicht auf ein Drittel des gesamten Energieverbrauchs reduziert werden.
- Der Erdgasverbrauch wurde nicht stabilisiert sondern stieg signifikant an.
- Der Anteil der festen Brennstoffe am Verbrauch ist gefallen und nicht angestiegen.

Diese Ergebnisse zeigen einmal mehr den zweifelhaften Wert quantifizierter Ziele auf, welche durch äußere Einflüsse (Preisverfall, Golfkrieg etc.) zu schnell unerreichbar werden können.

Gravierender als diese Zielverfehlungen erscheint hingegen die Schwierigkeit, die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte zu realisieren. Obwohl ein Umdenken einzusetzen scheint, ist das Beharrungsvermögen existierender Monopolstrukturen und Marktabschottungen ganz enorm.

Marktabschottungen

Insgesamt kann sich die Bilanz jedoch sehen lassen. Es soll aber nicht verschwiegen werden, daß die Interessenlage der Mitgliedstaaten wegen unterschiedlicher energiewirtschaftlicher Strukturen oftmals auseinanderklafft. Aus diesem Grunde war es ein sehr langwieriger Prozeß, die oft von Artikel 235 EG-Vertrag geforderte Einstimmigkeit herzustellen. Teilweise blieben Bemühungen der Kommission auch erfolglos. Mit Verabschiedung des

Vertrages über die Europäische Union ist das Prinzip von Ratsentscheidungen mit qualifizierter Mehrheit auf eine breitere Basis gestellt worden, jedoch für die Energiepolitik der Gemeinschaft noch nicht generell eingeführt worden. Einen »qualitativen Sprung nach vorn« wird es vermutlich nur geben, wenn der Ministerrat auch im Energiesektor in weiten Bereichen, und nicht nur im Binnenmarktrahmen, mit qualifizierter Mehrheit entscheiden wird.

qualitativer Sprung nach vorn

3.2.2.3 Die Energiepolitik der Industrieländer

Bearbeitet von Anne Bolle und Helga Steeg

Die Internationale Energie-Agentur (IEA) wurde 1974 in Paris unmittelbar nach der ersten Ölkrise gegründet mit dem Ziel, eine internationale Zusammenarbeit der westlichen Industrieländer in der Energiepolitik aufzubauen und jede »beggar my neighbor policy« von vornherein auszuschließen. Ihrer Gründung lag der Gedanke zugrunde, daß die Mitgliedsländer mit Ölkrisen besser gemeinsam als im nationalen Alleingang fertig werden können. Die IEA hat autonomen Status innerhalb der OECD, der Organisation der westlichen Industriestaaten, die der allgemeinen wirtschaftspolitischen Zusammenarbeit ihrer Mitglieder dient. Nachdem die IEA von einer Gruppe von 16 OECD-Staaten gegründet wurde, schlossen sich im Laufe der 70er Jahre (bis 1981) mit Ausnahme von Frankreich, Finnland und Island auch alle anderen OECD-Mitglieder der IEA an. Finnland ist seit dem 1. Januar 1992 Mitglied und Frankreich trat der IEA am 7. August 1992 bei, so daß die Agentur heute 23 Mitglieder hat[39].

Internationale Energie-Agentur (IEA)

OECD

Die Ziele der IEA wurden im Internationalen Energieprogramm (IEP) niedergelegt und lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Ziele der IEA

- die Einrichtung eines *Krisenvorsorgesystems*, das sich auf die Haltung von Rohölvorräten und verbrauchsbeschränkende Maßnahmen stützt. Die Mitgliedsländer sind verpflichtet, jederzeit bestimmte Mindestölreserven zu halten. In Krisenfällen, d.h. in Situationen, in denen gewisse Verkürzungen der Weltrohölversorgung auftreten, kann mit dem dafür eigens entwickelten Verteilungsverfahren für die Ölversorgung ein Ausgleich zwischen unterschiedlich stark betroffenen Mitgliedsländern herbeigeführt werden, um den volkswirtschaftlichen Schaden so gering wie möglich zu halten.
- die Einrichtung und Erhaltung eines generellen *Informationssystems* über den internationalen Ölmarkt und andere Energiequellen. Das Ziel dieses Systems ist die Vermittlung exakter und zielgerichteter Informationen, um sachgerechte politische Reaktionen auf die Vorgänge in den Energiemärkten zu erleichtern.
- die Förderung und *Stärkung der Zusammenarbeit* zwischen den Mitgliedsländern, um die Abhängigkeit vom Öl durch Energieeinsparung, Entwicklung alternativer Energieträger und Energieforschung langfristig zu reduzieren und die Struktur von Energieangebot und -nachfrage in der Welt nachhaltig zu verbessern.

[39] Das neueste OECD-Mitglied, Mexiko, ist (noch) nicht Mitglied der IEA.

— die Beziehungen und Zusammenarbeit mit *Nichtmitgliedsländern*, insbesondere mit den erdölproduzierenden Ländern und den ölverbrauchenden Entwicklungsländern zu verbessern begründet auf der Erkenntnis, daß Verständnis für- und Verständigung untereinander ein wichtiger Schritt zur Krisenvorbeugung ist.

Krisen-vorsorgesystem

Das Krisenvorsorgesystem ist seit der Gründung der IEA voll etabliert und 1981 und 1984 erweitert worden. Die Mitgliedsländer müssen Rohölreserven halten, die dem Verbrauch von 90 Tagen entsprechen. Die tatsächlichen *Lagerhaltungen* von Öl überschreiten in den meisten Ländern diese geforderte Mindestmenge bei weitem. Weiterhin haben die Mitgliedsländer gesetzlich festgelegte *Verbrauchsbeschränkungen* vorbereitet, die in Kraft gesetzt werden müssen, wenn in einem oder mehreren Mitgliedstaaten ein Ausfall der normalen Ölversorgung von mindestens 7 % eintritt. In diesem Fall müssen auch die Vorräte freigegeben werden. Das verfügbare Erdöl soll dann unter den Mitgliedern nach einer vereinbarten Formel aufgeteilt werden, wobei der festgelegte *Verteilungsschlüssel* sich am Ölverbrauch des Vorjahres orientiert. Eine Ergänzung zu diesem Krisenmechanismus besteht darin, daß die Mitglieder freiwillig ihre Vorräte freigeben, verbrauchsbeschränkende Maßnahmen unterschiedlicher Art einführen oder ihre Zusammenarbeit intensivieren können auch im Falle einer Versorgungsstörung von weniger als 7 %, um so schon geringfügigeren Ausfällen und den daraus folgenden volkswirtschaftlichen Schäden entgegenwirken zu können.

Das IEA Krisenvorsorgesystem ist in den 20 Jahren des Bestehens der IEA *sieben mal getestet* worden, damit die in einer Krise notwendige Zusammenarbeit zwischen Regierungen und Ölindustrie gewährleistet werden kann. Ein »wahrer« Test kam mit der Golfkrise. Seit der irakischen Invasion von Kuwait und während der ganzen Besetzungs- und Kriegszeit stand die IEA und das Krisenvorsorgesystem in höchster Bereitschaft. Die notwendigen Vorkehrungen wurden getroffen, so daß auf einen Ausfall der Ölversorgungen binnen kürzester Frist hätte reagiert werden können. Am 11. Januar 1991 beschlossen die IEA Mitgliedsländer einstimmig, im Falle eines Krieges am Persischen Golf 2,5 Mio. Faß Öl pro Tag durch Lagerkürzungen und Einsparmaßnahmen zur Verfügung zu stellen, und bei Kriegsbeginn am 17. Januar 1991 wurde dieser Beschluß in Kraft gesetzt. Diese Bereitschaft, sich androhenden Versorgungskürzungen vorauszukommen, zusammen mit der unbehinderten Weitergabe aller Ölpreisänderungen an die Verbraucher während der Krise hat eine wichtige Rolle dabei gespielt, den Markt zu beruhigen und Ungleichgewichte bei der Versorgung mit Mineralölprodukten abzuwenden.

Golfkrise

Bei diesem »real life test« hat das IEA Krisenvorsorgesystem sich als absolut notwendig und äußerst anwendbar und nützlich für den ihm zugedachten Zweck erwiesen, nämlich möglichen und tatsächlichen physischen Öllieferausfällen und Versorgungskürzungen entgegenzuwirken, um die negativen wirtschaftlichen Folgen solcher plötzlichen Ausfälle zu mildern. Das Krisenvorsorgesystem ist nicht dafür konzipiert und würde auch nicht eingesetzt werden, um Ölpreisschwankungen entgegenzuwirken. Alle Erfahrungen

mit *Rohstoffbufferstocks* haben erwiesen, daß diese zur Preiskontrolle nicht geeignet sind. Preisschwankungen können verschiedene Ursachen haben, die von politischen und militärischen Besorgnissen zu tatsächlichen Änderungen im Verhältnis von Nachfrage und Angebot reichen, und werden am besten vom freien Markt selbst reguliert. Dabei ist es wichtig, daß Markttransparenz herrscht und die Marktkräfte sich frei und ohne Hindernisse entfalten und wirken können, damit der Markt schnell und wirksam auf Preisschwankungen reagieren kann. Dazu trägt die internationale politische und energiewirtschaftliche Zusammenarbeit, wie sie auch im IEA Krisenvorsorgesystem vorgesehen ist, entscheidend bei.

Markttransparenz

Als weiteres wichtiges Element für die Fähigkeit, Krisen zu bewältigen, hat sich das generelle Informationssystem der Energie-Agentur erwiesen. Die auf die Informationsbedürfnisse abgestimmte Zusammenarbeit von Industrie und Regierungen, auf deren Grundlage die IEA fortlaufend *Daten einholt*, bearbeitet und veröffentlicht oder zur Verfügung stellt, liefert den Regierungen der Mitgliedsländer zuverlässige, auf Kontinuität beruhende und vergleichbare Informationen über das Mineralölversorgungssystem der Welt und setzt sie in den Stand, ihre Energiepolitik auf verläßliche Daten zu stützen.

Informationssystem

Die Koordinierung der langfristigen Energiepolitik der IEA Mitgliedsländer ist in *energiepolitischen Grundsätzen* verankert, die als Orientierungshilfen für die Planung und Durchführung der jeweiligen nationalen Energieprogramme dienen. Die *Hauptelemente dieser Grundsätze* bestehen in der Aufforderung, ein Energiepreisniveau zu gewährleisten, das Anreize zu Energieeinsparungen und der Entwicklung von Energiequellen gibt; eine Preispolitik zu führen, die den Weltmarktpreis voll auf den Verbraucher durchschlagen läßt und so der Energieverschwendung entgegenwirkt; Öl in allen Sektoren und besonders in der Elektrizitätsproduktion durch andere Energieträger zu ersetzen, wo dies wirtschaftlich und technisch möglich ist, um die allgemeine Ölabhängigkeit zu verringern; den Kohlenhandel und das Erdgasangebot zu stärken; Zielkonflikte zwischen Umwelt- und Energiepolitik zu vermindern; höchste Sicherheitsstandards für Nuklearanlagen zu entwickeln und Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu intensivieren.

Koordinierung der langfristigen Energiepolitik

Inwieweit die IEA Mitgliedsländer diese Prinzipien in ihrer nationalen Energiepolitik berücksichtigen und verwirklichen, wird im Rahmen der jährlich durchgeführten Länderprüfungen untersucht. Regierungssachverständige aus jeweils anderen als dem geprüften Mitgliedstaat analysieren zusammen mit dem IEA-Sekretariat die Energiepolitik unter Berücksichtigung der internationalen und nationalen Energiesituation sowie sozialer, politischer und wirtschaftlicher Gesichtspunkte und geben dem geprüften Land auf dieser Basis *Empfehlungen* für die Durchführung ihrer Energiepolitik. Diese Prüfungsberichte werden alljährlich zusammen mit einem umfassenden Bericht über die Gesamtergebnisse, Fortschritte und Aussichten der allgemeinen Energielage veröffentlicht. Die Mitgliedsländer haben dabei beträchtliche Fortschritte erzielt. So hat sich vor allem die *Ölabhängig-*

Länderprüfungen

keit von 53 % des gesamten Primärenergieangebots (TPES) 1971 auf 42 % 1991 verringert. Das wird auch durch die fallende Rate des Ölbedarfs per Einheit Bruttosozialprodukt illustriert, die von 1971 bis 1991 im OECD-Durchschnitt um insgesamt 41 % gesunken ist. Weiterhin ist die Energieintensität gemessen am Verhältnis von TPES per Einheit Bruttosozialprodukt von 1971 bis 1991 um 26 % gefallen.

Die *Normalisierung der Beziehungen* zwischen Industrieländern einerseits und Ölförderländern und ölimportierenden Entwicklungsländern andererseits war immer ein Ziel der IEA und ist Ende der 80er und Anfang der 90er Jahre in sehr viel größerem Maß als jemals zuvor realisiert worden. So arrangierte die IEA im Februar 1992 ein Seminar, zu dem Repräsentanten der Mitgliedsländer, der Ölindustrie und der ölexportierenden und ölimportierenden Nichtmitgliedsländer eingeladen wurden. Im Sommer des vorhergehenden Jahres hatten Venezuela und Frankreich die Initiative ergriffen, den *Dialog zwischen Produzent- und Verbraucherländern* durch ein umfassendes Zusammenkommen der Vertreter dieser Länder anzukurbeln. In früheren Jahren hatte sich ein solcher Dialog auf bilaterale Gespräche zwischen einzelnen Ländern beschränkt. Das von der IEA organisierte Seminar war deswegen ein »ölhistorisches« Ereignis, weil es das erste multilateral organisierte Gespräch mit einem spezifischen Themenbereich und Ziel war. Da das Spektrum für verschiedene Meinungen und Ziele der Energiepolitik bei einer solchen Gruppe von Teilnehmern äußerst weit ist und mögliche Divergenzen nicht weit unter der Oberfläche schwelen können, hat die IEA *spezifische Themenbereiche* gewählt, auf die die Teilnehmer sich konzentrierten. Die vier Themen des Seminars waren: Austausch von Energieinformation, Untersuchung der Marktmechanismen, Möglichkeiten und Rahmen industrieller Zusammenarbeit und Energie, Effizienz und Umwelt. Die Gespräche wurden von allen Teilnehmern als sehr nützlich gepriesen, und alle haben Bereitschaft zur weiteren Kooperation und Koordinierung bekundet. Besonders im Bereich der Dateneinsammlung und des Datenaustauschs hat man sich auf weitere Zusammenarbeit auf einer informellen ad hoc Basis geeignet.

Expertenseminare

Dateneinsammlung und Datenaustausch

Unter der Regie der IEA wurde im November 1993 ein *zweites Expertenseminar* mit Teilnehmern aus Mitgliedsländern und Nichtmitgliedsländern gehalten, auf dem langfristige Energieprognosen, der Bedarf an Investitionen im Energiebereich sowie der Themenbereich Technologie, Effizienz und Umwelt beleuchtet wurden. 1992 lud Norwegen Minister aus IEA Mitglieds- und Nichtmitgliedsländern zu Diskussionen nach Norwegen ein, und 1994 wurden ähnliche Diskussionen auf Ministerebene in Spanien abgehalten, die von Spanien und Algerien mit der Unterstützung Mexikos organisiert wurden.

Eine mögliche Ursache zum *Erfolg dieser gegenseitigen Annäherung* ist die klare und deutlich ausgesprochene Haltung der IEA, der sich die anderen Teilnehmer anschlossen, daß Preise und Produktionsvolumina nicht Gegenstand solcher Diskussionen sein sollen und daß solche Zusammenkommen einstweilen weder institutionalisiert werden noch Maßnahmen zum Ziel ha-

ben sollen, die auf irgendeine Weise preiseingreifend oder preiskontrollierend wirken können. Das Ziel der Zusammenarbeit ist, den Informationszugang und die Marktbedingungen zu verbessern, um mehr Transparenz und gegenseitiges Verständnis zu schaffen und so möglichen Krisen vorzubeugen, die sich aus Interessenkonflikten und Mangel an Information entwickeln können.

Ein weiteres wichtiges Element der Energiepolitik der Industrieländer ist die Zusammenarbeit im Gebiet der *Energieforschung und Technologieentwicklung.* Neue und verbesserte Technologien können zu effizienterem Energieverbrauch und der Entwicklung erneuerbarer Energieträger im Rahmen des praktisch und wirtschaftlich Machbaren beitragen. Gerade im Zusammenhang mit den vom Energieverbrauch stammenden *Umweltbelastungen* wird die Aufmerksamkeit verstärkt auf technologische Entwicklungen gerichtet, die diese Belastungen reduzieren könnten. Die IEA hat bis jetzt nahezu 60 Implementierungsabkommen im Bereich der Technologie-Zusammenarbeit unterstützt, die von Kohlenforschung über die Entwicklung von Solarenergie und Brennstoffzellen bis zur Verringerung von Treibhausgasemissionen reichen. Öffentliche Unterstützung für F&E-Arbeit ist dabei genauso wichtig wie die Schaffung und Erhaltung von Rahmenbedingungen, die gewährleisten, daß technologische Neuerungen die nationalen und internationalen Märkte ohne Hinderungen erreichen können.

Implementierungsabkommen

Insgesamt gesehen muß die energiepolitische Zusammenarbeit der Industrieländer als gelungen angesehen werden. Man ist an dem Stadium angelangt, wo man über die eigenen Horizonte herausschauen kann und die eigenen Erfahrungen mit der Gestaltung und Anpassung der nationalen Energiepolitik an sich kontinuierliche verändernde Verhältnisse in Form von Ratschlägen und Empfehlungen mit den Ländern teilen kann, die sich zu vollwertigen Mitgliedern auf dem Weltmarkt entwickeln wollen. Eine wichtige Erkenntnis dabei ist, daß man sich durch zielgerichtete Vorbereitungen, wie den in den energiepolitischen Grundsätzen der IEA vereinbarten, auf Versorgungskrisen und Preisschocks vorbereiten kann, um deren Folgen abzufangen, daß jedoch der Preis als solcher nicht beeinflußt werden kann und sollte und daß der Markt sich so frei wie möglich entwickeln und agieren kann.

Erfolg der energiepolitischen Zusammenarbeit

Beim Ministertreffen am 4. Juli 1993 in Paris einigten sich IEA-Minister auf die »Shared Goals« (Gemeinsame Ziele). Diese *Gemeinsamen Ziele* sind eine Fortentwicklung der energiepolitischen Grundsätze der IEA. Sie sollen durch die Schaffung eines gemeinsamen Aktionsrahmens die Grundlage dafür bilden, daß die Energiesektoren der IEA-Volkswirtschaften einen möglichst großen Beitrag zu einem *nachhaltigen Wirtschaftswachstum,* zum Wohlergehen der Bevölkerung und zum Schutz der Umwelt leisten können. Wie die energiepolitischen Grundsätze unterstreichen auch die *Gemeinsamen Ziele* die Wichtigkeit von Diversifizierung, Effizienz und Flexibilität im Energiesektor, von rationeller Energieverwendung, unbeeinflußter Energiepreise, von Forschung, Entwicklung und Markteinführung neuer und verbesserter Energietechnologien, von freizügigem und offenem Handel und der Zusammenarbeit aller Teilnehmer am Energiemarkt. Die IEA-Minister he-

Gemeinsame Ziele

ben hier klare *umweltpolitische Zielsetzungen* für die Energiepolitik in ihren Ländern hervor. So reflektiert insbesondere die Aufforderung zur umweltverträglichen Bereitstellung und Verwendung von Energie und zur Förderung und Entwicklung ökologisch akzeptableren Energiequellen die Notwendigkeit, eines der Probleme unserer Zeit zu lösen: die Integration von Energie- und Umweltpolitik.

3.2.2.4 Weltweite energiepolitische Auseinandersetzungen

Bearbeitet von Anne Bolle und Helga Steeg

Die weltweiten politischen Entwicklungen und Ereignisse Ende der 80er und Anfang der 90er Jahre haben auch vor der Energiepolitik nicht haltgemacht, sondern sie nachhaltig beeinflußt. Die derzeitigen und in der Zukunft absehbaren energiepolitischen Auseinandersetzungen werden davon geprägt. Während bis Ende der 60er Jahre die Weltölsituation eher durch einen Angebotsüberhang gekennzeichnet war, so wandelte sich der Ölmarkt in den 70er Jahren zunehmend zu einem Verkäufermarkt, was die Industrie- und ölimportierenden Länder schmerzlich durch zwei Ölpreisschocks und darauf folgende Ölkrisen erfahren mußten. In den 80er Jahren wurde Öl immer mehr durch andere Energieträger ersetzt, so daß die Ölabhängigkeit der Wirtschaften in den OECD-Ländern bedeutend abnahm. Es ist nicht auszuschließen, daß der Ölpreisverfall von 1986 zwar Anstoß zu erneutem wirtschaftlichen Aufschwung gab, aber die weitere Substitution von Öl etwas dämpfte. Von kurzfristigen Schwankungen abgesehen scheinen sich die Ölpreise seit Mitte der 80er Jahre etwas stabilisiert zu haben, aber man vermutet, daß sie eine langfristig ansteigende Tendenz haben. Die Industrieländer haben ihre *Verletzlichkeit gegenüber Ölversorgungsstörungen* so verringert und die Funktionsfähigkeit der Ölmärkte sind so weit verbessert worden, daß auch der Golfkrieg 1990/91 keine nachhaltige Wirkung auf die Marktlage oder die Ölpreise hatte.

Ölabhängigkeit

Natürlich ist es notwendig, daß diese Bemühungen für eine weitere Verringerung der Ölabhängigkeit und für die Erhaltung und Schaffung von Markttransparenz fortgesetzt werden. Der Golfkrieg hat wieder einmal die Erkenntnis gestärkt, daß eine so geringe Verletzlichkeit der Verbraucher wie möglich und einwandfrei funktionierende Märkte eine wichtige Voraussetzung bei der Bewältigung von Krisensituationen sind.

Darüber hinaus wird die Energiepolitik sich in der Zukunft besonders auf drei Bereiche konzentrieren. Besondere Aufmerksamkeit gilt der *Integration von Energie- und Umweltpolitik* auf nationaler und besonders auf internationaler Ebene. Die Umweltdiskussion geht nicht nur um Öl, denn alle Energieträger, auch die erneuerbaren, führen Beeinträchtigungen der Umwelt mit sich. Daß die fossilen Brennstoffe Öl, Erdgas und Kohle Kohlenstoff beinhalten und bei ihrer Verbrennung CO_2 freigesetzt wird, scheint unvermeidbar. Jedoch haben auch Wasserkraft, Sonnen- oder Windkraft negative Einflüsse auf die Umwelt, die durchaus zu berücksichtigen sind. Mögliche Klimaveränderungen als Folge der Verbrennung fossiler Brennstoffe betref-

CO_2-Problem

fen die ganze Welt, unabhängig davon, wo die Energie verbraucht wird. Landerosion, saurer Regen, Luftverschmutzung, die Handhabung von Abfall aus Energieproduktion und -verbrauch und unkontrollierbare Ausflüsse sind Probleme lokaler oder regionaler Art, die aber trotz ihrer geringeren geographischen Verbreitung nicht weniger wichtig sind. Zwischen Energie- und Umweltpolitik können durchaus *Zielkonflikte* bestehen. Die Integration von Energie- und Umweltpolitik hat also zum Ziel, solche Zielkonflikte zu vermeiden oder zu minimieren. Es ist wichtig, daß der Schutz der Umwelt und die Sicherung der Energieversorgung Hand in Hand gehen, wobei weder Energiepolitik auf Kosten der Umweltpolitik noch Umweltpolitik auf Kosten der Energiepolitik betrieben werden darf. Eine solche Lösung ist in großem Maß eine Frage der Kosten und verfügbaren Technologien, vorausgesetzt, daß der politische Wille für die Integration von Umwelt- und Energiepolitik vorhanden ist. In Ländern, in denen Umwelt- und Energiepolitik erfolgreich kombiniert werden, wird für das Gut »Umwelt« im Endeffekt ein Preis festgesetzt. Dieser Preis sollte möglichst die vollen Kosten des Gutes »Umwelt« widerspiegeln. Verschmutzung würde dann soviel teurer werden wie sich der Wert der Umwelt verringert. Aufgrund der Komplexität der Sachverhalte und einer gewissen Unsicherheit über die Wertminderung der Umwelt, die über Zeit und auch in der Zukunft stattfindet, ist es äußerst schwierig, einen solchen Preis für das Gut »Umwelt« zu definieren und festzusetzen. Umwelt wird auch nicht in allen Teilen der Welt den gleichen Preis haben, da ihre Wertminderung von Region zu Region unterschiedlich ist. Deswegen können nicht alle Länder eine identische Integration von Energie- und Umweltpolitik durchführen. Hingegen ist es wichtig, realistische und vergleichbare Maßnahmen zu treffen mit vergleichbaren Zielen. Es ist eine Herausforderung für die Zukunft, Energiepolitik so zu gestalten und international zu koordinieren, daß die Welt nicht in Regionen aufgeteilt wird, wo Umweltverschmutzung teuer oder »kostenlos« ist. Aus solchen Unterschieden könnten Auseinandersetzungen entstehen, deren Folgen unüberschaubar wären.

Energie- und Umweltpolitik

Eine weitere Herausforderung für die Zukunft liegt in der Einführung der Marktwirtschaft in den osteuropäischen Staaten und den Republiken der Gemeinschaft unabhängiger Staaten (GUS). Die Planwirtschaften dieser Länder und damit die politischen Systeme sind zusammengebrochen, und erst nach dem Zusammenbruch ist klar geworden, daß die Folgen der Planwirtschaft weit verheerender waren als erahnt. So herrscht in der GUS Notstand auch im Energiesektor, wo die Entwicklung der Energieerzeugung aufgrund ständig sinkender Produktion, Leckagen und Mangel an Material und Infrastruktur unsicher ist, obwohl Öl, Erdgas und Kohle in großen Mengen vorhanden und förderbar sind. Die konsequente Einführung marktwirtschaftlicher Grundsätze in die Energiesektoren und alle anderen Bereiche der Wirtschaften der GUS und Staaten Osteuropas ist eine wichtige Voraussetzung für die Beseitigung der Engpässe auf kurze Sicht und – nicht minder wichtig – für die langfristige Sicherung der Energieversorgung. Auf dieser Basis können diese Länder ebenbürtige Partner auf dem Weltenergiemarkt werden. Wie zuletzt der Golfkrieg gezeigt hat, sind Marktransparenz

Folgen der Planwirtschaft

und ein gutes Funktionieren der Marktkräfte die besten Mittel, Auseinandersetzungen um begrenzte Ressourcen, wie z.B. Energie, zu vermeiden oder deren Effekte zu mildern.

Während die Politik der 70er und 80er Jahre in gewissem Maß durch Blockbildungen geprägt war, scheinen die 90er Jahre eine *Politik der Annäherung* einzuleiten. Auch in der Energiepolitik ist die Zeit reif für konstruktive Diskussionen, an denen Energieproduzenten- und Energiekonsumentenländer auf gleicher Ebene teilnehmen. 1992 und 1993 lud die IEA ihre eigenen Mitgliedsländer, gleichwohl wie Repräsentanten der ölexportierenden Länder, anderer internationaler Organisationen und aus der Ölindustrie zu Gesprächen und Meinungsaustauschen ein. Mit diesen Expertenseminaren, auf denen zunächst die technischen und praktischen Seiten des Informationsaustausches, der Energieprognosen und der möglichen Zusammenarbeit beleuchtet wurden, mag eine neue Ära der internationalen Energiepolitik eingeleitet werden. Informationsaustausch ist ein Schlüsselwort für die Schaffung von Markttransparenz, Zusammenarbeit ist der Gegensatz von Konfrontation und Konflikten, und beides kann entscheidend dazu beitragen, den Nährboden für zukünftige energiepolitische Auseinandersetzungen weiterhin zu zerstören.

internationale Energiepolitik

3.3 Kohlewirtschaft und Kohlepolitik

3.3.1 Steinkohlewirtschaft

Bearbeitet von Walter Schulz

3.3.1.1 Vorräte

Von allen fossilen Energieträgern weist Steinkohle die bei weitem größten Vorräte auf. Die Hälfte der als sicher gewinnbar klassifizierten fossilen Energiereserven entfallen auf Kohle (davon rund 4/5 auf Steinkohle und 1/5 auf Braunkohle), von den geschätzten zusätzlichen Ressourcen entfallen 3/4 auf Kohle (siehe Tabelle 3.18). Die sicher gewinnbaren Reserven sind etwa 200mal so hoch wie die jährliche Weltkohlenförderung. Während die Ölreserven der Welt im Nahen Osten und die Gasreserven in den GUS-Staaten konzentriert sind, verfügen die OECD-Staaten über knapp die Hälfte der sicher gewinnbaren Kohlereserven. Mehr als ein Drittel der Weltreserven lagern in den USA.

Kohlevorräte

3.3.1.2 Förderung

Stein- und Braunkohlenförderung:
Weltweit werden heute gut 3 Mrd. t Steinkohlen pro Jahr gefördert. Hinzu kommt eine Braunkohlenförderung von rd. 1,5 Mrd. t. Umgerechnet auf Steinkohleeinheiten (SKE) beträgt die gesamte Kohlenförderung der Welt rd. 3 Mrd. t SKE. Dies entspricht etwa einem Viertel des Weltenergieverbrauchs (siehe Tabelle 3.19).

Tabelle 3.18: Fossile Energievorräte nach Energieträger

Energieträger	sicher gewinnbare Reserven	geschätzte zusätzliche Ressourcen
	..............Mrd. t SKE...............	
Kohle Gesamt	609	7 425
– davon:		
– Stein- und Hartbraunkohle	503	6 701
– Weichbraunkohle	106	724
Kohlenwasserstoffe	571	2 323
Torf	3	47
Gesamte fossile Energieträger	**1 183**	**9 795**

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*, Hannover 1989.

fossile Energievorräte

Tabelle 3.19: Weltkohlenförderung: Anteil der Kohle an der Weltenergieerzeugung 1973–1990

	1973	1980	1985	1990
Steinkohlenförderung (Mio. t)	2 247,2	2 813,6	3 239,2	3 480,8
Braunkohlenförderung (Mio. t)	849,3	999,9	1 190,4	1 154,9
Kohlen Gesamtförderung (Mio. t SKE)	2 000	2 485	2 893	3 142,9
Anteil an der Weltenergieerzeugung	(24 %)	(26 %)	(27 %)	(26 %)
Weltenergieerzeugung (Mio. t SKE)	8 450	9 612	10 573	11 937

Quellen: EU-Kommission GD XVII: *A View to the Future, Energy in Europe*, Special Issue, September 1992; OECD/IEA, Coal Information 1992, Paris 1992; BP Statistical Review of World Energy, versch. Jg.

Steinkohlenförderung:
Die größten Förderländer sind China, die USA und die GUS-Staaten. China fördert heute mehr als 1 Mrd. t Steinkohlen pro Jahr und damit ein Drittel der Weltförderung (siehe Tabelle 3.20). Zweitgrößtes Förderland sind die USA mit 0,8 Mrd. t Jahresförderung. Den dritten Rang nehmen die Staaten der früheren UdSSR ein. Deren Förderung ist in den letzten Jahren allerdings stark zurückgegangen. Großbritannien und Deutschland nehmen den 8. und 9. Platz ein.

Steinkohlen-Förderländer

Die Steinkohlenförderung ist in den letzten beiden Jahrzehnten in zwei Ländergruppen stark gewachsen:

- Die beiden größten kohlenfördernden Entwicklungsländer, China und Indien, fördern heute fast 3mal so viel Kohle wie 1973.
- Die zweite Ländergruppe mit starker Fördersteigerung sind die Steinkohlenexportländer Australien, Südafrika, USA und Kanada. Ursache war die rasche Entwicklung eines Welthandels mit Kesselkohle nach der ersten Ölpreiskrise. Kesselkohle substituierte Ölprodukte vor allem in Kraftwerken und in der Zementindustrie.

In Europa ist die Steinkohlenförderung dagegen um 1/4 zurückgegangen. In den späten 50er Jahren setzte die »Kohlenkrise« ein, als Heizöl die Kohle zunehmend verdrängte. In den 70er Jahren trat außerdem Importkesselkohle verstärkt als Konkurrent für die europäische Steinkohle auf. Ein noch wesentlich stärkerer Förderrückgang konnte nur durch ein umfassendes System von Protektionsmaßnahmen verhindert werden.

Weltsteinkohlenförderung

Tabelle 3.20: Weltsteinkohlenförderung nach Ländern und Regionen, 1973–1991

	1973	1980	1990	1991	Veränderung 1991/1973	
	.... Förderung in Mio. t			....	(Mio. t)	(%)
Förderländer						
VR China	417,0	620,2	1066,0	1086,0	669,0	160
USA	530,1	710,2	853,6	822,5	292,4	55
UdSSR(GUS)	510,6	553,0	471,6	409,3	−101,3	−20
Indien	78,2	114,0	209,5	222,0	143,8	184
Südafrika	62,4	115,1	174,5	177,4	115,0	184
Australien	55,5	72,4	159,4	168,1	112,6	203
Polen	156,6	193,1	147,5	140,7	−15,9	−10
Großbritannien	132,0	130,1	92,9	96,1	−35,9	−27
Deutschland	104,6	94,8	76,6	72,7	−31,9	−30
Nordkorea	30,0	36,0	40,5	40,5	10,5	35
Kanada	12,3	20,2	37,7	39,9	27,6	224
Summe	2089,3	2659,1	3329,8	3275,2	1185,9	57
Übrige Länder	157,9	154,5	151,0	148,2	−9,7	−6
Welt	**2247,2**	**2313,6**	**3480,8**	**3423,4**	**1176,2**	**52**
.Förderregionen						
Asien	1112,7	1424,8	1982,4	1962,3	849,6	76
Nordamerika	542,4	730,4	891,3	862,4	320,0	59
Europa	513,7	523,2	388,4	375,7	−138,0	−27
Afrika	68,8	121,1	181,5	185,1	116,3	169
Lateinamerika	9,6	14,1	37,2	37,9	28,3	295
Welt	**2247,2**	**2813,6**	**3480,8**	**3423,4**	**1176,2**	**52**

Quellen: OECD/IEA: *Coal Information 1992*, S. 62; eigene Berechnungen.

3.3.1.3 Internationaler Steinkohlenhandel

Entwicklung des Exportangebots:

Bedingt durch die Verteilung der Kohlelagerstätten und die pro Energieeinheit hohen Transportkosten – Braunkohle wird im wesentlichen »auf der Lagerstätte« verstromt – ist der Anteil der Kohleförderung, der international ausgetauscht wird, wesentlich geringer als bei Erdöl – etwa die Hälfte der Förderung – und bei Erdgas – etwa 1/6 der Förderung –. 1973 gingen 8 % der Weltsteinkohlenförderung in den internationalen Handel. Bis 1991 war dieser Anteil auf 12 % gestiegen.

Steinkohlenwelthandel

Der Steinkohlenwelthandel war bis in die 70er Jahre überwiegend ein Kokskohlenhandel. Noch Anfang der 70er Jahre machte die Kokskohle 2/3 des Weltkohlenhandels und 4/5 des überseeischen Kohlehandels aus. Dann änderte sich das Bild rasch. Die erste Ölpreiskrise 1973 war die Geburtsstunde eines schnell wachsenden internationalen Kesselkohlenhandels. Der starke Aufschwung des Weltkohlenhandels in den 70er und 80er Jahren war von der Kesselkohle getragen (siehe Tabelle 3.21).

Tabelle 3.21: Welthandel mit Kessel- und Kokskohle: Überseehandel und Landhandel 1973–1993

Jahr	Überseehandel			Landhandel	Gesamt	Anteil	Anteil
	Kessel-kohle	Koks-kohle	Summe		I.H.[a]	Ü.H.[b] (%)	am V.[c] (%)
1973	19	87	106	70	176	60	8
1975	32	94	125	68	194		
1980	74	114	188	60	248	76	9
1985	135	138	273	65	338	81	10
1990	181	161	342	58	400	86	11
1991	189	169	358	45	403	89	12
1992	210	158	368				
1993	203	154	357				

[a] I.H. = Gesamter Internationaler Handel.
[b] Ü.H. = Anteil des Überseehandels am internationalen Handel.
[c] Anteil des internationalen Handels am Weltsteinkohlenverbrauch.
Quellen: H. Gruß: *Entwicklungen und Perspektiven für Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt*, ZfE 1/92, 1/94; W. Schulz: *Die Schätzung langfristiger Angebotskurven für Kohle*, in H. Siebert, (Hrsg.): *Angebotsentwicklung und Preisbildung natürlicher Ressourcen*, München 1986; Verein Deutscher Kohlenimporteure: *Jahresbericht*, Versch. Jg.; OECD/IEA, Coal Information 1992.

Überseehandel

Die zweite grundlegende Veränderung im Weltkohlenhandel war das Vordringen des Überseehandels: 1973 machte der Überseehandel 61 % des Weltkohlenhandels aus, 1991 rd. 90 %. Der internationale Kohlehandel auf dem Landweg wuchs nur langsam (innerhalb Nordamerikas und des COMECON) oder ging zurück (innerhalb der EU).

Der Überseehandel mit Kesselkohle, der in den 60er Jahren auf niedrigem Niveau stagniert hatte (etwas über 20 Mio. t/a), verdreifachte sich in den 70er Jahren (+ 50 Mio. t) und wuchs in den 80er Jahren nochmals um das 2 1/2 fache (+ 112 Mio. t). Die Zahl der Anbieter hat sich stark erhöht (siehe Tabelle 3.22). In den 60er Jahren waren die USA und Polen die größten Anbieter gewesen. In den 70er Jahren kamen Südafrika und Australien hinzu, auf die heute mehr als die Hälfte der Kesselkohlenexporte im Überseehandel entfallen. In den 80er Jahren sind weitere Anbieter hinzugekommen, insbesondere Kolumbien, China und Indonesien.

Tabelle 3.22: Kesselkohlenexporte der Welt (Überseehandel) 1960–1993

Land	1960	1974	1978	1980	1985	1990	1992	1993[a]
				Mio. t				
USA	8	2	1	16	21	28	30	19
Australien	0	2	5	9	39	41	49	55
Südafrika	1	2	13	25	43	43	46	44
Polen	7	16	17	15	14	9	10	6
UdSSR/GUS	2	2	3	4	4	8	5	4
China	1	1	2	3	3	11	13	15
Kanada	0	0	1	1	5	4	4	5
Kolumbien	0	0	0	0	2	13	14	14
Übrige	4	2	2	5	9	5	12	7
Insgesamt	**23**	**27**	**44**	**77**	**139**	**158**	**182**	**184**
				Prozent				
USA	34,8	7,4	2,5	20,7	14,9	15,4	15,4	18,6
Australien	0,0	7,4	11,3	11,6	28,2	26,0	27,0	29,6
Südafrika	4,3	7,4	29,5	32,2	30,5	26,9	25,4	24,1
Polen	30,4	59,3	38,5	19,5	10,1	5,7	5,5	3,3
UdSSR	8,7	7,4	6,8	5,1	2,5	5,3	2,7	2,2
China	4,3	3,7	4,5	3,3	2,4	7,1	7,3	7,9
Kanada	0,0	0,0	2,3	1,4	3,5	2,6	2,3	2,9
Kolumbien	0,0	0,0	0,0	0 0	1,7	8,0	7,6	7,8
Übrige	17,4	7,4	4,5	6,3	6,1	3,0	6,8	3,6
Insgesamt	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

[a] Schätzungen zur Jahreswende 1993/94.

Quellen: Charbonnages de France; IEA: *Coal Information 1992*; H. Gruß: *Entwicklungen und Perspektiven für Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt*, ZfE 1/92, 1/94.

Weltexporte Kesselkohlen

Die gegenwärtige Angebotssituation:

Die Angebotsstruktur: Das Angebot am Weltkohlenmarkt ist auf eine große Zahl von Exportstaaten und Bergwerksgesellschaften verteilt. Bei einer Betrachtung auf der Ebene der Exportländer dominieren Südafrika, Australien und die USA (siehe Tabelle 3.22).

Für die Angebotskonzentration sind aber Angaben auf der Ebene der exportierenden Bergwerksgesellschaften aussagekräftiger. Tabelle 3.23 enthält entsprechende Angaben für die USA, Australien und Südafrika. Insgesamt ist danach die Unternehmenskonzentration am Weltkohlenmarkt – selbst wenn man alle übrigen Anbieter außer acht läßt – als gering einzustufen.

Exportkapazität

Die Angebotskapazität: Die für den Export verfügbaren Förderkapazitäten sind beträchtlich höher als die tatsächlichen Exporte. Bei einem raschen Importwachstum in der Vergangenheit waren die Exportkapazitäten der Nachfrage ständig vorausgeeilt. Das Wachstum des Weltkohlenhandels war nachfragebeschränkt.

Tabelle 3.23: Angebotskonzentration am Weltkohlenmarkt nach Exportländern und -unternehmen im Jahr 1988

Land	Exporte Mio. t	Anteil an den Exporten des betr. Landes %	Anteil an den Exporten der Welt %
USA gesamt (Kesselkohle + Kokskohle)	**85**	**100,0**	**22,9**
Die ersten 4 Unternehmen	33,6	39,5	9,1
Die ersten 8 Unternehmen	52,8	62,1	14,2
Die ersten 20 Unternehmen	73,5	73,5	19,8
Australien gesamt (Kesselkohle)	**43**	100,0	22,8
Die ersten 4 Unternehmen	16	37,2	8,5
Die ersten 8 Unternehmen	26,4	61,4	14,0
Die ersten 20 Unternehmen	41	95,3	21,7
Südafrika gesamt (Kesselkohle)	**42,3**	100,0	22,4
Die ersten 4 Unternehmen	27,2	64,3	14,4
Die ersten 8 Unternehmen	39,4	93,1	20,9

Quelle: DiMario, nach *Seris Report 1989*, 1990.

Angebotssituation Weltkohlenmarkt

Das Gesamtvolumen des Steinkohlenüberseehandels dürfte 1993 knapp 360 Mio. t betragen haben. Dem stand eine exportverfügbare Förderkapazität von 494 Mio. t gegenüber (siehe Tabelle 3.24). Die Kapazitätsauslastung, die in den letzten Jahren bei etwas über 80 % gelegen hatte, sank in 1993 auf 72 %. Die Kapazitätsreserve ist damit auf 137 Mio. t angestiegen; dies entspricht 38 % des Handelsvolumens im Jahr 1993. Angesichts der schon beschlossenen und geplanten Kapazitätserweiterungen ist mittelfristig mit der Fortdauer der entspannten Marktsituation zu rechnen.

3.3.1.4 Perspektiven des Weltkohlenmarktes

Perspektiven des Weltkohlenverbrauchs:

Weltkohlenverbrauch

Die EU-Kommission geht in ihrer jüngsten Einschätzung[40] davon aus, daß der Weltkohlenverbrauch von 3,1 Mrd. t SKE (1990) bis zum Jahr 2005 auf 4 Mrd. t SKE ansteigen wird (siehe Tabelle 3.25). Dies würde einen leichten Rückgang des Kohleanteils am Weltenergieverbrauch von 27 % (1990) auf 25 % (2005) bedeuten.

Der durchschnittliche jährliche Verbrauchszuwachs wird mit 59 Mio. t SKE in derselben Größenordnung erwartet wie im vergangenen Jahrzent (1981–1990: 59 Mio. t SKE/a; siehe Tabelle 3.26).

In den Industrieländern wird der Kohleverbrauch stagnieren: in der OECD steigt er von 1990 bis 2005 noch um 7 %, in der EU, und in Japan wird mit einem Rückgang des Kohleverbrauchs gerechnet. In den 80er Jahren hatten die OECD-Länder immerhin noch 1/5 zum Anstieg des Weltkohlenverbrauchs beigetragen (siehe Tabelle 3.26).

[40] EU-Kommission GD XVII: *A View to the Future, Energy in Europe*, Special Issue September 1992.

Überseehandel mit Kohle

Tabelle 3.24: Auslastung der Exportkapazitäten im Überseehandel mit Kessel- und Kokskohle 1984–1991

Jahr	Kesselkohle EK[a]	Kesselkohle E[b]	Kesselkohle KA[c]	Kokskohle EK	Kokskohle E	Kokskohle KA	Kessel- und Kokskohle EK	Kessel- und Kokskohle E	Kessel- und Kokskohle KA
	Mio. t		%	Mio. t		%	Mio. t		%
1984	158	106	67	208	129	62	366	235	64
1985	174	135	78	219	138	63	393	273	69
1986	161	139	86	188	137	73	349	276	79
1987	165	142	86	185	141	76	350	283	81
1988	175	148	85	199	157	79	374	305	82
1989	189	160	85	204	160	78	393	320	81
1990	210	181	86	209	161	77	419	342	82
1991	247	189	77	218	169	78	465	358	77
1992	296			194			490	368	75
1993	247			218			494	357	72

[a] EK = für den Export verfügbare Kapazität in Mio. t.
[b] E = Exportierte Mengen in Mio. t.
[c] KA = Kapazitätsauslastung in %.
Quelle: H. Gruß: *Entwicklung und Perspektiven für Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt (1991)*, ZfE 1/92, 1/94.

zukünftiger Welt-Kohleverbrauch

Tabelle 3.25: Kohleverbrauch der Welt nach Regionen 1990 und 2005

Land/Region	Kohleverbrauch absolut 1990	Kohleverbrauch absolut 2005	Kohleverbrauch Index 1990	Kohleverbrauch Index 2005	Zuwachs/ Rückgang im Verbrauch 2005/1990	Anteil am Brutto-zuwachs[a] 2005/1990
	Mio. t SKE		.......%.......		Mio. t	%
China	759	1 359	100	179	600	56
OECD	1 284	1 371	100	107	87	
– davon:						
– USA	654	724	100	111	70	7
– EU	416	399	100	96	-17	
– Japan	106	94	100	89	-11	
– übrige OECD	109	154	100	142	46	4
GUS	397	294	100	74	-103	
Osteuropa	256	206	100	80	-50	
übriges Asien	286	521	100	183	236	22
restliche Länder	183	293	100	160	110	10
Welt	**3 164**	**4 044**	**100**	**128**	**880**	**100**

[a] Bruttozuwachs = 1 062 Mio. t SKE, Abnahme = 182 Mio. t SKE, (Netto-)Zuwachs 880 Mio. t SKE.
Quelle: EU-Kommission GD XVII: *A View to the Future Energy in Europe*, Special Issue, September 1992; eigene Berechnungen.

In den OECD-Ländern wird unter status-quo-Bedingungen mit einer Steigerung des Energieverbrauchs um 1 Mrd. t SKE bis zum Jahr 2005 gerechnet. An diesem Zuwachs wird die Kohle mit weniger als 10 % beteiligt sein (siehe Tabelle 3.27). Es wird damit gerechnet, daß der Energieverbrauch der

Tabelle 3.26: Kohleverbrauch der Welt nach Regionen 1981, 1990 und 1992

Land/Region	Kohleverbrauch absolut			Kohleverbrauch Index		Zuwachs/ Rückgang im Verbrauch	Anteil am Brutto- zuwachs[a]
	1981	1990	1992	1981	1992	1992/1981	1992/1981
	Mio. t SKE			%		Mio. t	%
China	439	737	753	100	172	314	48
OECD	1 176	1 345	1 288	100	110	112	
– davon							
– USA	568	688	681	100	120	113	17
– EU[b]	418	409	357	100	85	-61	
– Japan	91	109	111	100	122	20	3
– übrige OECD	99	139	139	100	140	40	6
GUS	426	440	387	100	91	-39	
Osteuropa	267	230	205	100	77	-62	
übriges Asien	215	287	311	100	145	96	15
restliche Länder	72	147	148	100	206	76	12
Welt	**2 595**	**3 186**	**3 092**	**100**	**119**	**497**	**100**

[a] Bruttozuwachs = 660 Mio. t SKE, Abnahme = 163 Mio. t SKE, (Netto-)Zuwachs 497 Mio. t SKE.
[b] EU-12: 1981 ohne Ostdeutschland, 1990 mit Ostdeutschland (81 Mio. t SKE), 1992 mit Ostdeutschland.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, 1992 und 1993.

bisheriger Welt-Kohleverbrauch

Nicht-OECD-Länder im Jahr 2005 um fast 3 Mrd. t SKE höher sein wird als heute. Mehr als ein Viertel des Verbrauchszuwachses wird auf Kohle entfallen. Nach dieser Entwicklung werden im Jahr 2005 2/3 des Weltkohlenverbrauchs auf Nicht-OECD-Länder entfallen.

Entwicklungsländer

Das Wachstum des Weltkohlenverbrauchs geht somit immer stärker von den Entwicklungsländern aus, insbesondere von China. 1992 war der Kohleverbrauch in China um 300 Mio. t SKE höher als 1981. Im Jahr 2005 wird China nach heutiger Einschätzung jährlich 600 Mio. t SKE mehr an Kohle verbrauchen als 1990. Über die Hälfte der erwarteten Erhöhung des Weltkohlenverbrauchs geht allein auf China zurück. Auf die übrigen Entwicklungsländer entfällt ein Drittel des erwarteten Mehrverbrauchs an Kohle.

Kohlebedarf der Kraftwerke

Das Wachstum des Weltkohlenverbrauchs wird überwiegend vom Kraftwerkssektor getragen. Vom gesamten erwarteten Zuwachs des Kohleverbrauchs zwischen 1990 und 2005 von 900 Mio. t SKE werden 700 Mio. t (das sind 3/4 des Zuwachses) auf den Mehrabsatz an Kraftwerke (siehe Tabelle 3.28) entfallen. Die Verstromung, auf die heute die Hälfte des Weltkohleverbrauchs entfällt, wird ihren Anteil auf 57 % erhöhen. Als Beispiel für eines der großen deutschen Steinkohlenkraftwerke zeigt Abbildung 3.20 den Kraftwerksstandort Voerde. Die STEAG, Essen, betreibt dort vier Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von insgesamt 2 120 MW, die in zwei Blöcken mit je 350 MW und zwei weiteren mit je 710 MW erzeugt wird. Dabei werden mit einem Verbrauch von jährlich bis zu 4 Mio. t Steinkohlen rund 10 Mrd. kWh an elektrischem Strom erzeugt.

Tabelle 3.27: Weltenergie- und Weltkohlenverbrauch nach Regionen 1990 und 2005

Region	Gesamtenergieverbrauch				Kohleverbrauch				übriger Energieverbrauch			
	1990	2005	Zuwachs		1990	2005	Zuwachs		1990	2005	Zuwachs	
	Mio. t SKE			%	Mio. t SKE			%	Mio. t SKE			%
Welt	11 850	15 916	4 066	100	3 164	4 044	880	22	8 686	11 872	3 186	78
OECD	5 874	7 050	1 176	100	1 304	1 397	93	8	4 570	5 653	1 083	92
Nicht-OECD	5 976	8 866	2 890	100	1 860	2 647	787	27	4 116	6 219	2 103	72

Quelle: EU-Kommission GD XVII, *A View to the Future, Energy in Europe*, Special Issue, September 1992.

Steinkohlen-kraftwerk Voerde

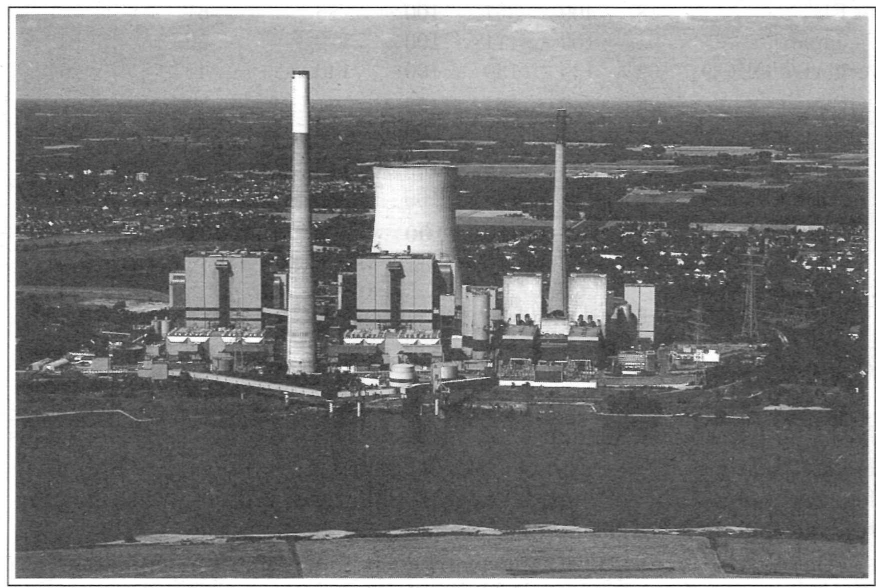


Abbildung 3.20: Der Steinkohlenkraftwerksstandort Voerde mit einer Leistung von 2 120 MW in je 2 Blöcken von 350 MW und 710 MW.
Photo: STEAG Aktiengesellschaft, Essen.

Zweitgrößter Verwendungsbereich für Kohle ist der Einsatz in Industrie, Verkehr, Haushalten etc. (Einsatz im Endverbrauch). Der Kohleeinsatz im Endverbrauch dürfte stagnieren und von heute 40 % des Weltkohlenverbrauchs auf 1/3 im Jahr 2005 zurückgehen. Nahezu die Hälfte des weltweiten Kohleeinsatzes im Endverbrauch wird auf China entfallen.

Perspektiven der Weltkohlenförderung:

Die OECD-Staaten förderten 1990 1,3 Mrd. t SKE Kohle und stellten damit 41 % der Weltkohlenförderung von 3,1 Mrd. t SKE (siehe Tabelle 3.29). China allein trug mit 0,8 Mrd. t SKE 25 % zur Weltkohlenförderung bei. Zusammen entfielen auf die OECD-Staaten und China damit 2/3 der Weltkohlenförderung.

Tabelle 3.28: Einsatzbereiche der Kohle, Welt und Regionen 1990 und 2005

Land/Region	Verstromung		Andere Umwandlung		Endverbrauch		Gesamter Kohleverbrauch	
	1990	2005	1990	2005	1990	2005	1990	2005
	Mio. t SKE							
China	179	561	56	144	524	653	759	1 359
OECD	907	1 083	80	69	297	220	1 284	1 371
– davon								
– USA	550	624	13	17	91	83	654	724
– EU	246	286	44	36	126	77	416	399
– Japan	34	51	16	7	56	36	106	94
– übrige OECD	77	121	7	9	24	24	109	154
GUS	190	116	4	6	203	173	397	294
Osteuropa	124	77	47	49	84	80	256	206
übriges Asien	124	301	23	50	139	170	286	521
restliche Länder	87	187	40	43	56	63	183	293
Welt	**1 611**	**2 326**	**250**	**360**	**1 303**	**1 359**	**3 164**	**4 044**
	Prozent (%)							
China	11	24	22	40	40	48	24	34
OECD	56	47	32	19	23	16	41	34
– davon								
– USA	34	27	5	5	7	6	21	18
– EU	15	12	18	10	10	6	13	10
– Japan	2	2	6	2	4	3	3	2
– übrige OECD	5	5	3	2	2	2	3	4
GUS	12	5	2	2	16	13	13	7
Osteuropa	8	3	19	13	6	6	8	5
übriges Asien	8	13	9	14	11	13	9	13
restliche Länder	5	8	16	12	4	5	6	7
Welt	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Quelle: EU-Kommission GD XVII: *A View to the Future, Energy in Europe*, Special Issue, September 1992; eigene Berechnungen

Kohleeinsatz, Bereiche und Regionen

Bis zum Jahr 2005 wird sich dieses Bild nach heutiger Einschätzung (unter status-quo-Bedingungen) drastisch verändern. Innerhalb der OECD werden sich Fördersteigerungen (vor allem in den USA und Australien) und Fördereinschränkungen (vor allem in der EU) im wesentlichen ausgleichen, so daß die Gesamtförderung der OECD stagnieren wird. Der OECD-Anteil an der Weltkohlenförderung wird auf ein Drittel sinken. China wird mit den OECD-Staaten gleichziehen und ebenfalls ein Drittel der Weltkohlenförderung stellen. Innerhalb der restlichen Ländergruppe wird sich das Schwergewicht von der GUS nach Südost-Asien verlagern.

Weltkohlenförderung

Bei stagnierender Förderung und steigendem Verbrauch wird die OECD zum Nettoimporteur von Kohle. Die EU, die schon heute vor Japan die

größte Kohleimportregion der Welt ist wird ihre Importe im Referenzszenario der EU-Kommission bis zum Jahr 2005 verdoppeln (siehe Tabelle 3.29). Japan ist fast vollständig von Kohleimporten abhängig. Die drittgrößte Kohleimportregion bilden die rasch wachsenden Volkswirtschaften am »pazifischen Rand«, darunter Südkorea, Taiwan und Hongkong. Die Bedeutung des internationalen Kohlehandels wird deshalb weiter wachsen.

Tabelle 3.29: Kohleförderung, Kohleverbrauch und Nettoexporte bzw. -importe verschiedener Regionen und der Welt insgesamt

Region	Kohleförderung				Kohleverbrauch				Ex-/Importe[a]	
	1990		2005		1990		2005		1990	2005
	Mio. t SKE	%	Mio. t SKE	%	Mio. t SKE	%	Mio. t SKE	%		
China	774	25	1 350	33	759	24	1 359	34	15	−9
OECD	1 300	41	1 363	34	1 304	41	1 397	35	−4	−34
davon USA	769	24	894	22	654	21	724	18	115	170
EU	299	10	167	4	416	13	399	10	−117	−232
Japan	7	0	3	0	106	3	94	2	−99	−91
übrige OECD	225	7	299	7	109	3	154	4	116	145
GUS	403	13	380	9	397	13	294	7	6	86
Osteuropa	257	8	244	6	256	8	206	5	1	38
übriges Asien	231	7	454	11	286	9	521	13	−55	−67
restliche Länder	178	6	255	6	183	6	293	7	−5	−38
Welt gesamt	3 143	100	4 046	100	3 164	100	4 044	100		

[a] Die Nettoexporte und Nettoimporte (−) wurden als Differenz zwischen Förderung und Verbrauch berechnet.

Quelle: EU-Kommission GD XVII: *A View to the Future, Energy in Europe*, Special Issue, September 1992.

Perspektiven des Weltkohlenhandels:

Weltkohlenhandel

Man unterscheidet im Weltkohlenhandel einen »atlantischen« und einen »pazifischen« Markt, die allerdings nicht voneinander abgeschottet sind, sondern in enger Beziehung stehen. Die größten Anbieter auf dem atlantischen Markt sind die USA (Ostküste) und Südafrika, größter Nachfrager ist Westeuropa. Der pazifische Markt wird vor allem von Australien und den USA (Westküste) versorgt. Größter Nachfrager ist Japan.

Der Weltkohlenhandel (Überseehandel und internationaler Landhandel) hatte 1991 ein Volumen von 400 Mio. t. Australien, Südafrika und die USA sind die größten Exporteure von Kesselkohle (zusammen 63 % des Welthandelsvolumens). Westeuropa ist die größte Importregion (51 % der Kesselkohlenimporte der Welt) (siehe Tabelle 3.30).

Im Kokskohlenexport sind Australien und die USA dominierend (zusammen 68 % des Welthandelsvolumens). Größter Importeur ist Japan (41 % der Weltimporte).

Kokskohlenhandel

Es wird heute erwartet, daß der Überseehandel mit Kokskohle – nachfragebedingt – in Zukunft stagnieren oder zurückgehen wird (siehe Tabelle 3.31).

Der Überseehandel mit Kesselkohle könnte sich dagegen wenn weiterhin business-as-usual gilt – bis zum Jahr 2000 auf 310–345 Mio. t erhöhen (1993: 204 Mio. t) und bis zum Jahr 2005 weiter auf 477 Mio. t SKE ansteigen.

Tabelle 3.30: Export/Import-Matrix des internationalen Steinkohlenhandels im Jahr 1991

Importeure:	OECD-Europa Mio. t			Japan Mio. t			Asien[a] Mio. t			Übrige Mio. t			Summe Mio. t			Summe %		
Exporteure	Ke[b]	Ko[c]	KK[d]	Ke	Ko	KK	Ke	Ko	KK	Ke	Ko	KK	Ke	Ko	KK	Ke	Ko	KK
Australien	10,7	12,2	22,9	23,9	35,7	59,6	13,9	17	30,9	6	0,8	6,8	54,5	65,7	120,2	25	36	30
Südafrika	26,8	0,1	26,9	1,9	3,3	5,2	11,8	–	11,8	3,9	–	3,9	44,4	3,4	47,8	20	2	12
USA	27,9	28	55,9	2	10	12	5	3,1	8,1	5,3	17,5	22,8	40,2	58,6	98,8	18	32	24
GUS	8,1	0,7	8,8	2,6	3,7	6,3	–	0,7	0,7	7,8	4,5	12,3	18,5	9,6	28,1	8	5	7
China	3,2	–	3,2	3,9	1,7	5,6	7,5	2	9,5	–	0,5	0,5	14,6	4,2	18,8	7	2	5
Kolumbien	11,6	–	11,6	0,1	0,3	0,4	–	–	0	2,7	–	2,7	14,4	0,3	14,7	7	0	4
Übrige	22,3	8,3	30,6	3,1	19,8	22,9	1,7	7	8,7	4,7	5,6	10,3	31,8	40,7	72,5	15	22	18
Summe	110,6	49,3	159,9	37,5	74,5	112	39,9	29,8	69,7	30,4	28,9	59,3	218,4	182,5	400,9	100	100	100
Summe %	51	27	40	17	41	28	18	16	17	14	16	15	100	100	100			

[a] ohne Japan und asiatische Zentralverwaltungswirtschaften.
[b] Ke = Kesselkohle.
[c] Ko = Kokskohle.
[d] KK = Kesselkohle + Kokskohle.
Quelle: OECD/IEA: *Coal Information 1992*; eigene Berechnungen.

Tabelle 3.31: Prognosen des Überseehandels mit Kessel- und Kokskohle 1995–2005

	Ist 1993	1995	2000	2005
	....	Mio. t	....	
Kesselkohle	204	240–257	310–345	477
Kokskohle	155	160–180	123–190	
Steinkohle gesamt	359	400–437	433–535	

Quelle: H. Gruß: *Entwicklung und Perspektiven für Angebot und Nachfrage auf dem Steinkohlenweltmarkt (1993)*, ZfE 1/94.

Nachfrageszenarien

G. Doyle entwickelt in einer neueren Untersuchung für die EU-Kommission[41] drei Nachfrageszenarien des Weltkohlenhandels:

- **Hohes Wachstum:**
  Die Kohlenachfrage wird nicht durch Umweltgesichtspunkte beschränkt. Die einheimische Kohleförderung in der EU und in Japan geht schnell zurück, weil der Kohleprotektionismus aufgegeben wird.
- **Einsparung (demand collapse):**
  Starkes Wirtschaftswachstum führt zu einer raschen Erneuerung des Kapitalstocks und erlaubt dramatische Verbesserungen der Energieeffizienz. Wegen der befürchteten Klimaeffekte der Verbrennung fossiler Energien wird Kohle durch Kernenergie ersetzt.
- **Niedriges Wachstum:**
  Das Wachstum der Importnachfrage wird durch die befürchteten Klimaeffekte des Kohleeinsatzes begrenzt. Das Szenario erfaßt aber nicht die weitergehenden Auswirkungen eines internationalen Abkommens zur CO_2-Reduktion.

[41] G. Doyle: *World Coal Price Outlook to 2010*, May 1991.

Im Szenario »Hohes Wachstum« verdreifachen sich die Kesselkohlenimporte der EU (gegenüber 1989) bis zum Jahr 2000 und vervierfachen sich bis 2010 (siehe Tabelle 3.32). Die Importsteigerungen in der übrigen Welt (d.h. insbesondere in Asien) sind etwas schwächer: das Wirtschaftswachstum ist dort zwar stärker aber es fehlt die starke Importsteigerung, die in Europa durch die Verdrängung der einheimischen Kohleförderung eintritt. Weltweit steigen die Kesselkohlenimporte von 150 Mio. t (1989) auf über 400 Mio. t in 2000 und auf über 570 Mio. t in 2010.

Im Szenario »Niedriges Wachstum« ist die Importnachfrage im Jahr 2000 um gut 30 % und in 2010 um mehr als 40 % niedriger als im hohen Szenario.

Das Szenario »Einsparung« zeigt, daß der dauerhaft stärkste Effekt auf die Kohle(import)nachfrage von der Steigerung der Energieeffizienz und der Substitution der Kohle durch Kernenergie ausgeht. Nur in diesem Szenario wird nach dem Jahr 2000 der steigende Trend der Kesselkohlenimporte gebrochen. Im Jahr 2010 liegen die Importe weltweit um ein Viertel niedriger als im Jahr 2000. Aber auch unter diesen Bedingungen importiert die EU im Jahr 2010 doppelt soviel Kesselkohle wie im Jahr 1989.

Kohle-Nachfrage-szenarien

Tabelle 3.32: Kesselkohlenimporte in 2000 und 2010 nach unterschiedlichen Szenarien für zwei Regionen die Welt gesamt

		1989	2000	2010
			Mio. t SKE	
Importe EU	Ist	64		
	Hoch		180,2	271,1
	Einsparung		172,1	125,3
	Niedrig		135,5	156
Importe Nicht-EU	Ist	85,5		
	Hoch		223	302
	Einsparung		163	126
	Niedrig		138,5	177
Importe Welt	Ist	149,5		
	Hoch		403,2	573,1
	Einsparung		335,1	251,3
	Niedrig		274	333

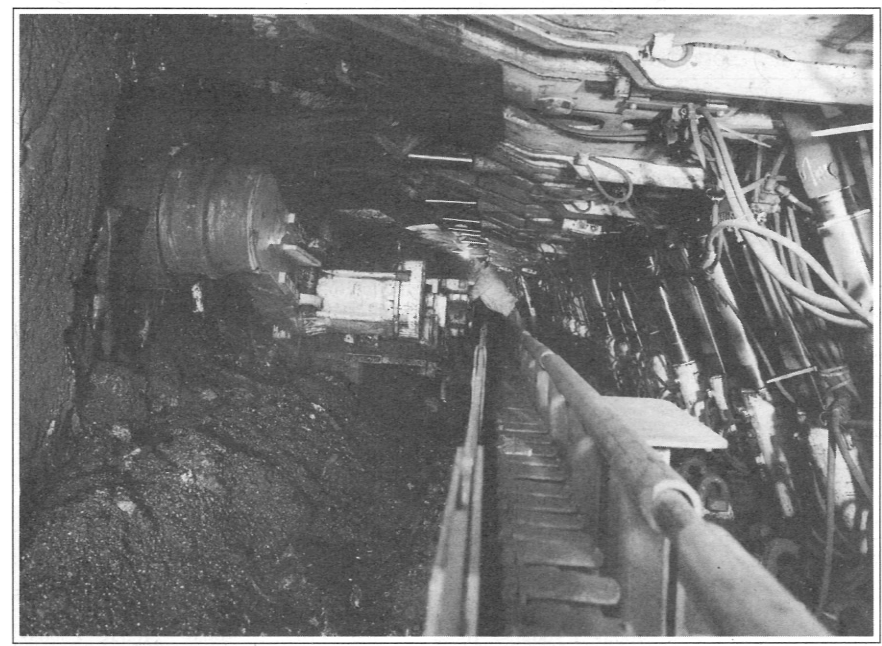
Quelle: G. Doyle: *World Coal Price Outlook to 2010*, Mai 1991, S. 8.

3.3.1.5 Der Steinkohlenmarkt der EU

Jüngere Vergangenheit und heutiger Stand:

EU-Kohleförderung

In der EU wurden 1992 184 Mio. t Steinkohlen gefördert. Die Förderung ist in allen Mitgliedstaaten – mit Ausnahme Spaniens – seit langem rückläufig. Seit 1980 hat sich die Förderung in der EU-12 nochmals um 30 % verringert (siehe Tabelle 3.33). Mehr als 4/5 der EU-Steinkohlenförderung entfallen auf Großbritannien (1992: 83 Mio. t) und Deutschland (1992: 75 Mio. t). Abbildung 3.21 gibt einen Eindruck von den heutigen Arbeitsbedingungen beim Steinkohlenabbau unter Tage.



Steinkohlenbergbau

Abbildung 3.21: Steinkohlenabbau unter Tage im Bergwerk
Photo: Ruhrkohle AG, Essen

Die Zahl der Beschäftigten unter Tage[42] hat sich seit 1985 um fast 50 % verringert (minus 148 200 Beschäftigte). Am stärksten war der Beschäftigungsrückgang im britischen Bergbau: die Zahl der Beschäftigten unter Tage sank von 121 000 Ende 1985 auf 36 000 Ende 1992, also um rd. 70 %. Im selben Zeitraum nahm die Anzahl der Beschäftigten unter Tage im deutschen Steinkohlenbergbau (nur) um rund 30 % ab. Damit stellt Deutschland heute nahezu die Hälfte der Beschäftigten unter Tage.

Im Zusammenhang mit dem starken Beschäftigungsabbau hat sich die Arbeitsproduktivität in Großbritannien sehr viel stärker erhöht als in Deutschland. Sowohl in der Stundenleistung unter Tage als auch in der Jahresförderung je Beschäftigtem unter Tage liegt der britische inzwischen deutlich vor dem deutschen Steinkohlenbergbau (siehe Tabelle 3.33 und Abbildungen 3.22–3.23).

Wegen der ungünstigeren geologischen Bedingungen ist die Arbeitsproduktivität im europäischen Steinkohlenbergbau weit geringer als in den überseeischen Kohleexportländern. Die Steinkohlenförderung der EU ist seit langem nicht mehr wettbewerbsfähig. So ist der Preis für Inlandssteinkohle in Deutschland heute rd. 3mal so hoch wie der Importkohlenpreis (siehe Abbildung 3.24).

[42] Innerhalb der EU wird nur in Großbritannien in größerem Umfang Steinkohle im Tagebau gefördert (1991: 19 Mio. t). Im britischen Steinkohlentagebau waren 1977 noch 50 000, 1991 nur noch 7 000 Personen beschäftigt.

Kenndaten Steinkohlenbergbau

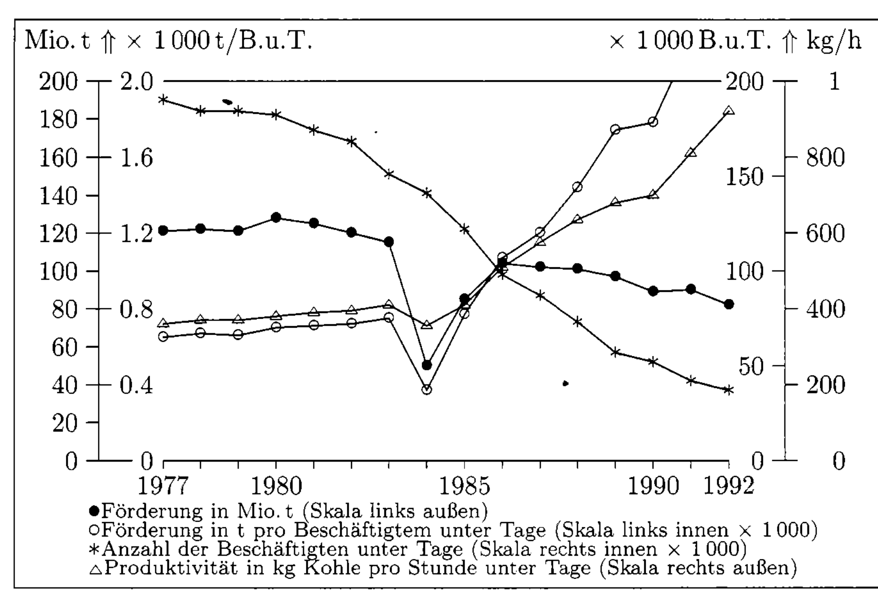
Tabelle 3.33: Förderung, Beschäftigte und Produktivität im Steinkohlenbergbau der EU-12 von 1975 bis 1992

	1975	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991[a]	1992
					Förderung in Mio. t					
EU-12	268	260	217	228	222	215	209	197	193	184
– Großbritannien	128	128	91	105	102	101	98	89	91	83
– Deutschland	99	95	89	87	82	79	78	77	73	75
– Spanien	11	13	16	16	19	19	19	20	18	19
– Frankreich	22	18	15	14	14	12	11	10	10	9
– Belgien	7	6	6	6	4	2	2	1	1	0,2
					Förderanteile in %					
EU-12	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
– Großbritannien	47,8	49,2	41,9	46,1	45,9	47,0	46,9	45,2	47,2	45,1
– Deutschland	36,9	36,5	41,0	38,2	36,9	36,7	37,3	39,1	37,8	40,8
– Spanien	4,1	5,0	7,4	7,0	8,6	8,8	9,1	10,2	9,3	10,3
– Frankreich	8,2	6,9	6,9	6,1	6,3	5,6	5,3	5,1	5,2	4,9
– Belgien	2,6	2,3	2,8	2,6	1,8	0,9	1,0	0,5	0,5	0,1
					Beschäftigte unter Tage					
EU-12			298 800	269 000	243 400	224 200	198 100	182 200	166 000	150 600
– Großbritannien			121 000	98 000	85 000	72 000	56 000	50 000	42 000	36 000
– Deutschland			107 900	105 400	100 700	96 800	93 100	85 500	80 700	75 600
– Spanien			33 800	33 000	34 000	36 100	35 000	35 000	33 000	30 000
– Frankreich			21 000	18 500	15 000	12 900	10 700	8 900	7 800	7 400
– Belgien			14 000	13 000	7 600	5 300	3 400	1 900	1 600	800
					Beschäftigtenanteile in %					
EU-12			100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
– Großbritannien			40,5	36,4	34,9	32,1	28,3	27,4	25,3	23,9
– Deutschland			36,1	39,2	41,4	43,2	47,0	46,9	48,6	50,2
– Spanien			11,3	12,3	14,0	16,1	17,7	19,2	19,9	19,9
– Frankreich			7,0	6,9	6,2	5,8	5,4	4,9	4,7	4,9
– Belgien			4,7	4,8	3,1	2,4	1,7	1,0	1,0	0,5
					Tonnen Jahresförderung je Beschäftigtem unter Tage					
EU-12			726	848	912	959	1 055	1 081	1 163	1 222
– Großbritannien			752	1 071	1 200	1 403	1 750	1 780	2 167	2 306
– Deutschland			825	825	814	816	838	901	905	992
– Spanien			473	485	559	526	543	571	545	633
– Frankreich			714	757	933	930	1 028	1 124	1 282	1 216
– Belgien			429	462	526	377	588	526	625	250
					Stundenleistung unter Tage in kg/h					
EU-12			449	502	540	578	603	628	680	702
– Großbritannien			408	512	577	633	680	704	794	919
– Deutschland			593	602	616	630	645	673	695	700
– Spanien			273	286	291	333	329	341	350	328
– Frankreich			392	427	503	534	589	634	728	743
– Belgien			314	321	316	320	328	361	355	268

[a] Ab 1991 Deutschland gesamt mit alten und neuen Bundesländern.
Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: *Zahlen zur Kohlewirtschaft.*

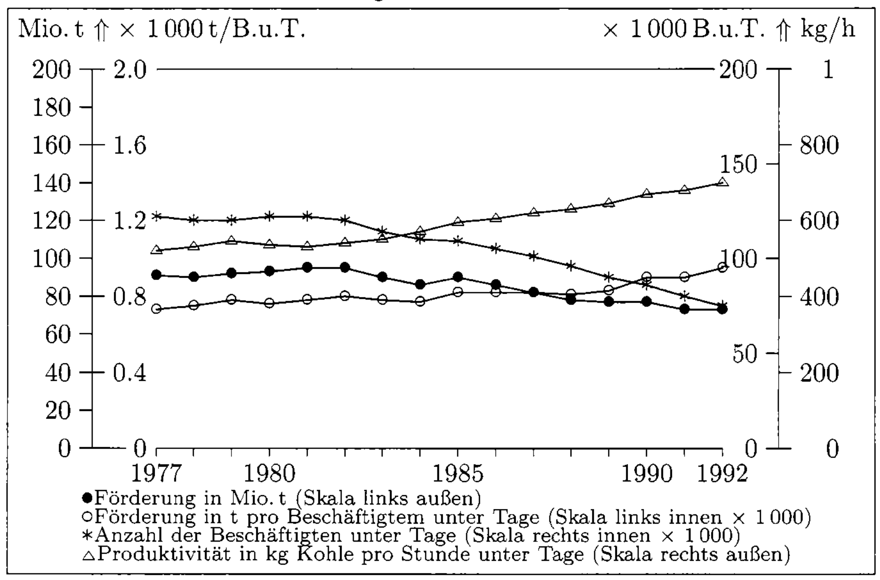
Diese Wettbewerbsunterlegenheit des europäischen Steinkohlenbergbaus ist dauerhaft, da auch in Zukunft und selbst bei einer Vervielfachung der überseeischen Kesselkohlenexporte nur mit mäßigen Preissteigerungen für Importkohle gerechnet wird. Abbildung 3.25 zeigt die erwartete reale Erhöhung der Importkohlenpreise in den ARA-Häfen für die in Tabelle 3.32 dargestellten Szenarien[41]. Selbst im Falle des hohen Nachfragewachstums liegt der Preis im Jahre 2010 – bei einer Vervierfachung der Exportmengen gegenüber 1990 – nur um 25 % höher als 1990. Im Referenzszenario der EU-

Importkohlenpreise



Steinkohlenbergbau Großbritannien

Abbildung 3.22: Förderung, Beschäftigung und Arbeitsproduktivität im Steinkohlenbergbau in Großbritannien 1977–1992.



Steinkohlenbergbau Deutschland

Abbildung 3.23: Förderung, Beschäftigung und Arbeitsproduktivität im Steinkohlenbergbau in Deutschland 1977–1992.

Kommission sinkt der Kesselkohlenimportpreis für die EU zwischen 1990 und 1995 und erreicht im Jahr 2005 wieder das Niveau von 1990[43].

[43] Durchschnittlicher Importpreis der EU in US-$(1990)/t SKE: 1990: 54,3; 1995: 50,0; 2000: 52,0; 2005: 55,0. Nach: EU-Kommission GD XVII: *A View to the Future, Energy in Europe*, Special Issue, September 1992, S. 25.

Kohlenpreise in Deutschland

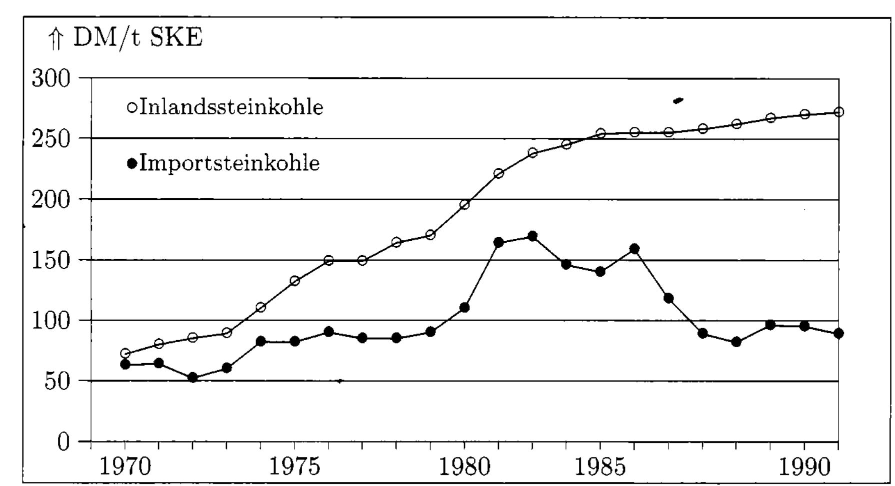


Abbildung 3.24: Preise für Inlandskohle und Importkohle in Deutschland 1970–1991.

Preisentwicklung Kesselkohle

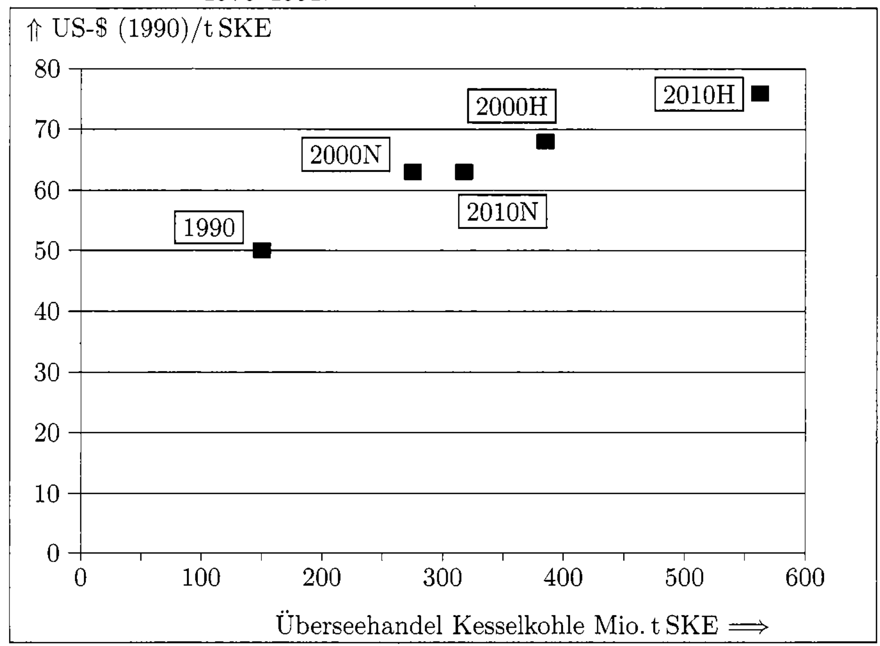


Abbildung 3.25: CIF-Preise ARA für Kesselkohle in den Jahren 1990, 2000 und 2010 bei unterschiedlichen Nachfragszenarien (H = hohe, N = niedrige Nachfrage).
Quelle: EU-Kommission, GD XVII: *A View to the Future Energy in Europe*, Special Issue, September 1992.

Der hohe Grad der Eigenversorgung in den Hauptförderländern der EU (siehe Tabelle 3.34) konnte nur durch einen kostspieligen Kohleprotektionismus aufrecht erhalten werden. Durch den Ausschluß der preisgünstigeren Importe, vertragliche Abnahmeverpflichtungen und hohe Subventions-

Tabelle 3.34: Steinkohlenförderung, -verbrauch und Grad der Eigenversorgung in der EU-12, 1980–1992

	1980	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
					Förderung in Mio. t				
EU-12	260	217	228	222	215	209	197	193	184
– Großbritannien	128	91	105	102	101	98	89	91	83
– Deutschland	95	89	87	82	79	78	77	73	72
– Spanien	13	16	16	19	19	19	20	18	19
– Frankreich	18	15	14	14	12	11	10	10	9
– Belgien	6	6	6	4	2	2	1	1	0,2
					Importe aus Drittländern in Mio. t				
EU-12	80	98	96	93	96	103	116	131	137
– Großbritannien	7	11	10	9	11	12	13	18	20
– Deutschland[a]	7	9	9	8	7	6	9	14	14
– Spanien	6	8	9	9	9	10	10	12	15
– Frankreich	23	15	14	11	10	14	17	20	22
– Belgien	7	7	7	8	9	11	13	13	13
					Anteil der Importe an der Verfügbarkeit[b] in %				
EU-12	24	31	30	30	31	33	37	40	43
– Großbritannien	5	11	9	8	10	11	13	17	19
– Deutschland[a]	7	9	9	9	8	7	10	16	16
– Spanien	32	33	36	32	32	34	33	40	44
– Frankreich	56	50	50	44	45	56	63	67	71
– Belgien	54	54	54	67	82	85	93	93	98

[a] Ab 1991 Deutschland gesamt nach Wiedervereinigung.
[b] Verfügbarkeit = Förderung + Importe aus Drittländern.
Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: *Zahlen zur Kohlenwirtschaft*.

Steinkohlen in der EU

zahlungen wurde der Absatz inländischer Steinkohle in der Verstromung (Kesselkohle) und in der Eisen- und Stahlindustrie (Kokskohle) gesichert.

Wegen der hohen Kosten deutscher Steinkohle ist der erforderliche Protektionsgrad hier besonders hoch. Rechnet man die unterschiedlichen Hilfen und sonstigen Protektionsmaßnahmen (vor allem Importbeschränkungen) in ein »Produzentensubventionsäquivalent« um, ergibt sich für deutsche Steinkohle im Jahr 1991 ein Wert von 105 US-$(1990) (siehe Tabelle 3.35)[44]. Damit stellt der Steinkohlenbergbau einen der größten Subventionsbereiche in Deutschland dar: mit Subventionszahlungen von 9,7 Mrd. DM im Jahr 1988 steht der Steinkohlenbergbau hinter der Landwirtschaft (25,9 Mrd. DM) und der Bundesbahn (14 Mrd. DM) an dritter Stelle der Subventionsempfänger (siehe Tabelle 3.36). Gemessen an den Subventionen je Erwerbstätigen nimmt der Steinkohlenbergbau mit 53 591 DM/Jahr sogar die erste Stelle ein. Einen Überblick über die der Kohle seitens der öffentlichen Hand in den vergangenen zehn Jahren gewährten finanziellen Hilfen gibt Tabelle 3.37.

Kohlesubventionen

[44] Das Produzentensubventionsäquivalent (PSE) dient als statistisches Vergleichsmaß für die Unterstützung, die die Kohlenproduzenten eines Landes erhalten. In die Berechnung des PSE fließen nicht nur die direkten Subventionen ein, sondern auch der monetäre Wert von Kohlenimportbeschränkungen sowie sämtliche Leistungen, die von den Produzenten in einem rein marktwirtschaftlichen Umfeld selbst zu tragen wären. Auf Basis der aktuellen Preise und der Produktion entsteht damit ein Vergleichspreis pro Tonne, der daß Ausmaß der Eingriffe in den Markt international und im Zeitablauf meßbar macht.

Tabelle 3.35: Protektionsgrad der Steinkohlenförderung in ausgewählten IEA-Mitgliedsländern 1982–1991, gemessen am »Produzentensubventionsäquivalent«[a]

		1982	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Absolut in jeweiliger Währung									
Belgien	Mio. BF	10 404	12 924	14 330	12 946	7 943	7 466	3 463	2 533
Deutschland	Mio. DM	4 780	6 303	8 072	11 221	11 758	11 451	11 210	11 519
Japan	Mrd. Y	84	190	191	199	187	146	126	116
Spanien	Mio. Ptas	n.v.[b]	n.v.	45 590	78 262	71 746	70 649	64 608	99 198
Großbritannien	Mio. £	994	1 351	1 855	2 233	2 276	5 091	1 200	1 145
Absolut in Mio. US-$ (1990)									
Belgien		311	387	429	387	238	223	104	74
Deutschland		2 958	3 901	4 996	6 945	7 277	7 088	6 945	6 941
Japan		577	1 314	1 320	1 375	1 292	1 008	870	860
Spanien		n.v.	n.v.	447	768	704	693	634	955
Großbritannien		1 774	2 412	3 311	3 985	4 062	9 085	2 142	2 026
US-$ (1990)/t Kohle									
Belgien				77	89	96	118	100	93
Deutschland				62	91	99	98	99	105
Japan				87	109	116	105	109	105
Spanien				20	40	37	36	33	52
Großbritannien				31	39	38	92	24	22

[a] s. Fußnote Nr. 44, Seite 239.
[b] n.v. = Angaben nicht verfügbar.
Quelle: IEA: *Energy Policies of IEA Countries*, 1991 Review, S. 40.

Tabelle 3.36: Subventionen für den deutschen Steinkohlenbergbau im Vergleich zu anderen Subventionsbereichen im Jahr 1988

Subventionsbereiche in Deutschland

Subventionsbereich	Subventionen insgesamt Mio. DM	Subvention je Erwerbstätigem DM
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei	25 947	24 070
Eisenbahnen	14 060	51 127
Kohlenbergbau	9 700	53 591
Summe Unternehmen ohne Wohnungsvermietung	105 182	5 583
Wohnungsvermietung	21 099	

Entwicklungsperspektiven des Steinkohlenmarktes der EU:
Im Jahr 1990 deckten die festen Brennstoffe (Stein- und Braunkohle) knapp 1/4 des Primärenergieverbrauchs der EU-12. Die EU-Kommission[45] rechnet damit, daß der Verbrauch unter status-quo-Bedingungen (Referenzszenario) bis zum Jahr 2005 leicht zurückgehen wird (minus 4 %) und daß Kohle dann weniger als 1/5 des Primärenergieverbrauchs der EU decken wird (siehe Tabelle 3.38). Der Kohleeinsatz wird sich noch stärker zur Verstromung hin verschieben (2005: 72 %), während die Kohle insbesondere im Endverbrauch weiter an Boden verlieren wird.

[45] EU-Kommission GD XVII: *A View to the Future, Energy in Europe*, Special Issue September 1992.

Tabelle 3.37: Finanzielle Hilfen der öffentlichen Hand (Bund und Länder) zugunsten des Steinkohlenbergbaus in Deutschland von 1984 bis 1993

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
	Mio. DM									
Kokskohlenhilfe	1 707	1 440	2 018	3 309	3 424	4 146	3 726	3 437	3 390	3 149
Verstromungsbeihilfe[a]	2 136	1 885	2 951	5 563	4 745	5 539	5 565	5 437	5 699	5 800
Sonstige Hilfen[b]	1 827	1 674	1 907	1 755	1 182	1 578	1 454	1 719	1 600	1 572
Summe jährl. Förderung	5 670	4 999	6 876	10 627	9 351	11 263	10 745	10 593	10 689	10 566
	Anzahl in 1 000									
Beschäftigte	172	167	164	160	151	143	133	126	119	110
	DM									
Öffentliche Hilfen je Beschäftigtem	33 034[c]	29 928	41 815	66 606	61 747	78 887	80 489	84 035	90 186	96 117

[a] Ausgleichsfonds.
[b] Direkte Hilfen und Steuervergünstigungen.
[c] Für das Jahr 1988 ist noch eine Zahlung für Altlasten in Höhe von 8,415 Mrd. DM zu berücksichtigen.

Quellen: Energiewirtschaftlicher Datenservice III D 3, Block B, Kap. B.2, 1994; Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: *Zahlen zur Kohlenwirtschaft*, 1994.

Tabelle 3.38: Förderung, Nettoimporte und Verwendung fester Brennstoffe in der Welt, EU, Westdeutschland, Großbritannien 1990 und 2005[a]

	Welt		EU		Westdeutschland		Großbritannien	
	1990	2005	1990	2005	1990	2005	1990	2005
Förderung								
– Mio. t SKE	3 143	4 046	299	167	103	63	77	41
– Index %	100	129	100	56	100	61	100	53
Netto-Importe								
– Mio. t SKE			112	231	3	45	13	38
– Index %			100	206	100	1 362	100	292
Verbrauch								
– Mio. t SKE	3 143	4 046	416	399	107	109	92	79
– Index %	100	129	100	96	100	102	100	86
Anteil am Primärenergieverbrauch %	27	25	24	19	28	25	30	23
Verwendung								
– Verstromung %	51	57	59	72	69	72	75	75
– andere Umwandlung %	8	9	11	8	10	11	7	7
– Endverbrauch %	41	34	30	19	21	17	18	18
Importabhängigkeit %			27	50	3	42	14	48
nachrichtlich: Importabhängigkeit von:								
– Öl %			78	80	96	98	−11	−4
– Erdgas %			40	49	76	81	13	24
– Energie gesamt %			48	56	53	68	3	17

[a] Bei allen Zahlenwerten ergeben sich geringfügige Differenzen in den Ausgangswerten und durch Abrundungen.

Quelle: EU-Kommission GD XVII: *A View to the Future, Energy in Europe*, Special Issue September 1992.

feste Brennstoffe

Die Förderung fester Brennstoffe innerhalb der EU wird sich bis zum Jahr 2005 nahezu halbieren, die Netto-Importe an Kohle werden sich verdoppeln. Damit wird sich die Importabhängigkeit bei den festen Brennstoffen auf 50 % erhöhen (1990: 27 %).

Dieses Referenzszenario geht davon aus, daß die Steinkohlenförderung in Deutschland und Großbritannien drastisch reduziert wird:

- In Westdeutschland geht die Förderung an Stein- und Braunkohle von 103 Mio. t SKE im Jahr 1990 auf 63 Mio. t SKE in 2005 zurück (minus 40 Mio. t SKE oder 39 %). Dabei dürfte vor allem ein Rückgang bei der Steinkohle unterstellt sein[46]
- Auch in Großbritannien wird mit einem weiteren Förderrückgang in dieser Größenordnung gerechnet: minus 36 Mio. t SKE oder 42 %.

Diese Einschätzung der weiteren Entwicklung im Referenzszenario der EU-Kommission liegt deutlich unter den im »Kohlekonzept 2005«[47] festgelegten Zielgrößen für die deutsche Steinkohlenförderung von rd. 50 Mio. t SKE.

Die EU-Kommission weist darüber hinaus darauf hin, daß ein Fortschreiten auf dem Weg, wie er im Referenzszenario aufgezeigt ist, insbesondere wegen der befürchteten Auswirkungen auf Umwelt und Klima langfristig nicht möglich ist: »Taking our best understanding of both the immediate and longer-term future we see that without a substantial change in policy objectives we are presently set on a course which, wherever else it may lead us, will not bring us in the direction of what is considered a sustainable future«[48].

3.3.2 Braunkohlewirtschaft

Bearbeitet von Karl-Ernst Kegel und Uwe Maaßen

3.3.2.1 Braunkohlesituation weltweit

Die heute weltweit gewonnenen *Braunkohlen* sind wie der Torf und die Steinkohlen Produkte des sogenannten *Inkohlungsprozesses*, bei dem sich der Kohlenstoffgehalt abgestorbener Pflanzenteile unter verminderter Luftsauerstoffzufuhr erhöht hat. Abhängig von der Tiefe, dem Druck, der Temperatur und dem Alter der Lagerstätte ist der Kohlenstoffgehalt unterschiedlich hoch bzw. der Wassergehalt entsprechend niedriger. Braunkohle liegt mit einem Wassergehalt von 10–60 % und einem Kohlenstoffanteil von 30–80 % in der Inkohlungsreihe zwischen dem Torf (Wassergehalt über 60 %, Kohlenstoffgehalt bis 30 %) und der Steinkohle (Wassergehalt unter 10 %, Kohlenstoffgehalt über 80 %). Der *Heizwert* der Braunkohle liegt zwischen 7,54 MJ/kg und 29,31 MJ/kg.

Qualität der Braunkohlen

Heizwert der Braunkohle

Im Jahr 1992 wurden weltweit rd. 1,0 Mrd. t Braunkohlen gefördert (siehe Tabelle 3.39). Die Bundesrepublik Deutschland (alte und neue Bundesländer) als größter Produzent der Welt hatte hieran mit 242 Mio. t einen Anteil von 24 %.

Braunkohlenförderung

[46] Nach den »Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland« teilte sich die Primärenergiegewinnung an Stein- und Braunkohle im Jahr 1990 wie folgt auf:

Steinkohle	71,3 Mio. t SKE,
Braunkohle	30,9 Mio. t SKE,
Summe	102,2 Mio. t SKE.

[47] Die Kohlerunde 1991 hat für 2000 und bis 2005 einen energiepolitisch flankierten Gesamtabsatz von 50 Mio. t beschlossen, davon 35 Mio. t SKE für die Kraftwerke und

Tabelle 3.39: Weltbraunkohlenförderung 1992[a, b]

Land/**Region**	in 1 000 t
Bundesrepublik Deutschland	241 805
davon alte Bundesländer	112 389
davon neue Bundesländer	129 416
Frankreich	858
Griechenland	51 950
Italien	1 096
Spanien	14 979
Österreich	1 620
Summe EU	**312 308**
Albanien	2 400
Bulgarien	29 280
Tschechien	78 622
Jugoslawien (ehemaliges Gebiet)	39 494
Polen	63 485
Rumänien	34 132
GUS	152 000
Ungarn	14 186
Summe ehemaliger Ostblock	**413 599**
Türkei	47 705
Sonstiges Asien[b]	51 516
Summe Asien	**99 221**
Kanada	32 353
USA	101 020
Summe Nordamerika	**133 373**
Australien und Neuseeland	50 652
Sonstige	40
Summe Welt	**1 009 193**

[a] vorläufige Werte.
[b] ohne VR China.
Quelle: *Jahrbuch Bergbau, Öl und Gas, Elektrizität, Chemie*, Verlag Glückauf, 1994.

Weltbraunkohlenförderung

Zweitgrößter Weltproduzent war die Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS) mit 152 Mio. t. Als weitere bedeutende Weltproduzenten sind die ehemaligen Ostblockstaaten Tschechien (79 Mio. t), das ehemalige Jugoslawien

Braunkohlen-Förderländer

15 Mio. t für die Stahlindustrie. Vgl. Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus: *Kohlekonzept 2005*, Essen 1992.

[48] EU-Kommission GD XVII: *A View to the Future, Energy in Europe*, Special Issue September 1992, S. 21.

(39 Mio. t) und Polen (63 Mio. t), ferner die USA (101 Mio. t), Griechenland (52 Mio. t), Australien (51 Mio. t) und die Türkei (48 Mio. t) zu nennen.

Braunkohle zur Deckung des Primärenergie- und Stromverbrauchs

In einer Reihe von Ländern wird mit Braunkohle ein erheblicher Teil des *Primärenergieverbrauchs* sowie der *Stromerzeugung* abgedeckt (siehe Tabelle 3.40). Neben Deutschland sind hier mehrere Staaten des ehemaligen Ostblocks – Bulgarien, Tschechien, das ehemalige Jugoslawien, Polen und Ungarn –, daneben aber auch Griechenland, die Türkei und Australien zu erwähnen. In den folgenden Kapiteln 3.3.2.2 und 3.3.2.3 wird die Bedeutung der Braunkohle gesondert nach den Revieren im *Westen* und im *Osten* Deutschlands dargestellt. Wegen der großen Bedeutung, die dem Braunkohlenbergbau in der *ehemaligen DDR* zukam, wird in Kapitel 3.3.2.3 auf die dortige energiewirtschaftliche Situation gesondert eingegangen.

Braunkohleanteil am Primärenergieverbrauch

Tabelle 3.40: Anteil der Braunkohle am Primärenergieverbrauch (PEV) und an der Stromerzeugung ausgesuchter Länder 1991/92

Land	Anteil am PEV in %	Anteil an der Stromerzeugung in %
Bundesrepublik Deutschland	15,3	28,8
davon alte Bundesländer	8,2	18,7 [a]
davon neue Bundesländer	54,1	91,2
Griechenland	32 [a]	73 [a]
Bulgarien	38 [a]	33 [a]
Tschechien	46 [a]	52 [a]
ehemaliges Jugoslawien	22 [a]	57 [a]
Polen	13 [a]	40 [a]
Ungarn	15 [a]	— [b]
Türkei	14 [a]	— [b]
Australien	13 [a]	— [b]

[a] Aus Angaben: *BP Statistical Review of World Energy*, Juni 1993.
[b] keine Angaben.

3.3.2.2 Braunkohle in Westdeutschland

Bergbaureviere:
Braunkohle wird bzw. wurde in den *alten Bundesländern* in vier Regionen gefördert: im *Rheinland*, in *Niedersachsen*, *Hessen* und *Bayern*. Die Produktion in den beiden letztgenannten Revieren ist wegen weitgehender Erschöpfung der Lagerstätten nur noch gering bzw. inzwischen eingestellt. Die Gewinnung findet fast ausschließlich im *Tagebau* statt.

Braunkohlenreviere

stoffliche Eigenschaften der Braunkohle

Ein Überblick über die *stofflichen Eigenschaften* der in Deutschland geförderten Braunkohle findet sich in Tabelle 3.41 und in Tabelle 3.42 sind die *Lagerstättenvorräte* der deutschen Braunkohlenreviere angegeben.

rheinisches Braunkohlenrevier

Rheinisches Revier: Die *rheinische Braunkohlenlagerstätte* erstreckt sich im Städtedreieck Bonn-Aachen-Mönchengladbach über eine Fläche von rd. 2 500 km^2. Das rheinische Revier ist weitaus größter Braunkohlenproduzent in der alten Bundesrepublik. Hier wurden 1993 102 Mio. t gefördert. Der

Tabelle 3.41: Kohlequalitätsdaten der deutschen Braunkohle

Revier	Heizwert kJ/kg	Aschegehalt %	Wassergehalt %	Schwefelgehalt %
Rheinland	8 500	6,3	56	0,5
Helmstedt	10 500	15,0	45	2,6
Lausitz	8 100–8 600	4,5–11,0	52–57	0,5–1,0
Mitteldeutsches Revier	9 300–10 800	6,5–7,6	51–53	1,6–2,1

Quelle: H.-J. Leuschner: *Braunkohle: Energieträger mit Zukunft im Wettbewerb* in: *Jahrbuch Bergbau, Öl und Gas, Elektrizität, Chemie*, Verlag Glückauf, 1992.

Kohlequalitätsdaten

Tabelle 3.42: Lagerstättenvorräte der deutschen Braunkohlenreviere

Art der Vorräte	Rheinland	Lausitz	Mittel-deutschland in Mrd. t	**Deutschland gesamt**
Geologische Vorräte	55,0	13,0	10,0	**78,0**
wirtschaftl. gewinnbare Vorräte	35,0[a]	6,0[b]	2,3	**43,3**
erschlossene und geplante Tagebaue	7,0[c]	2,7	0,8	**10,5**

[a] Verhältnis Abraum- zu Kohlenmenge: A/K = < 10 : 1.
[b] wirtschaftlich gewinnbare Vorräte unter Berücksichtigung der derzeitigen ökologischen und sozialen Verträglichkeit = 4,5 Mrd. t.
[c] davon: Garzweiler II: 1,3 Mrd. t und Hambach II: 2,0 Mrd. t.
Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Lagerstättenvorräte

Produktionsanteil des Rheinlandes betrug 96 % der gesamten westdeutschen Förderung. Die Produktion erfolgte in vier *Tagebauen.* Annähernd 83 % der im Rheinland gewonnenen Braunkohlen werden in den nahe den Tagebauen liegenden Kraftwerken der RWE Energie AG verstromt, die über eine Kapazität von rd. 9 500 MWe verfügen. Die verbleibenden 17 % der Förderung werden überwiegend zu *Briketts* (Hausbrand), *Braunkohlenstaub* (für industrielle Strom-, Dampf- und Wärmeerzeugung), *Wirbelschichtkohle* und *Koks* (Metallurgie, Umwelttechnik) verarbeitet.

Niedersachsen: In Niedersachsen erfolgt Braunkohlenförderung in der Nähe von Helmstedt in derzeit drei Tagebauen. 1993 betrug die Braunkohlenförderung 3,9 Mio. t. Sie wurde ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt.

Braunkohlenrevier Helmstedt

Wesentliche Produktionsdaten:

Von der Braunkohlenproduktion in Westdeutschland, die 1993 106 Mio. t betrug, wurden 89 Mio. t zur *Stromerzeugung* in öffentlichen Kraftwerken mit einer Engpaßleistung von 11 300 MWe verwendet. 16 Mio. t wurden in *Veredlungsbetrieben* ausschließlich im Rheinland eingesetzt. Es wurden 2,2 Mio. t *Briketts* und annähernd die gleiche Menge an *Kohlenstaub* er-

Braunkohlenförderung

Braukohlentagebau

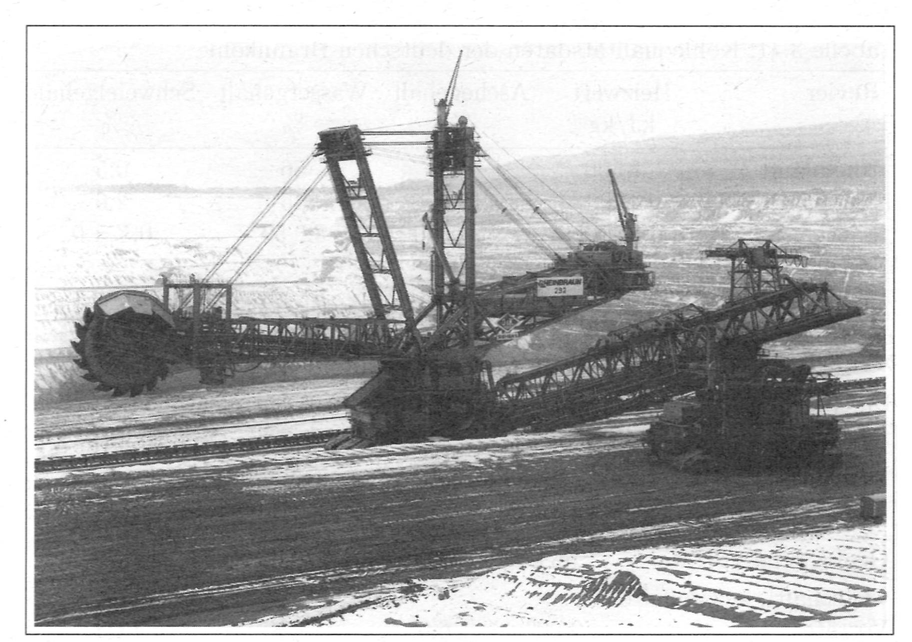


Abbildung 3.26: Braunkohlentagebau im Rheinischen Braunkohlenrevier.
Photo: Rheinbraun AG.

zeugt. Bei der einheimischen *Primärenergiegewinnung* stand Braunkohle mit 31 Mio. t SKE oder 25 % hinter der Steinkohle an zweiter Stelle und deckte 7,7 % des *Primärenergieverbrauchs.* Bei der *Stromerzeugung* aller Kraftwerke lag Braunkohle mit einem Anteil von 17,9 % hinter Kernenergie (34 %) und Steinkohle (31,7 %) an dritter Stelle.

Entwicklungstendenzen seit 1960:
Die wesentlichen Kennziffern des *westdeutschen Braunkohlenbergbaus* seit Beginn der 60er Jahre sind in Tabelle 3.43 enthalten. Sie lassen folgende wesentliche Entwicklungen erkennen:

- Die *Braunkohlenförderung* (Ziff. 1) nahm im Betrachtungszeitraum von 96 Mio. t/a um 10 % auf 106 Mio. t/a zu. Dabei wurde die absolut höchste Produktion mit 135 Mio. t im Jahr 1976 erreicht. In den folgenden Jahren ging die Förderung – im wesentlichen bedingt durch die Erschöpfung der Lagerstätten in Hessen und Bayern – bis Mitte der 80er Jahre auf ein Niveau von etwa 110 Mio. t/Jahr zurück.

Tabelle 3.43: Braunkohlenkenndaten in den alten Bundesländern

	1960		1975		1989		1993	
1. Braunkohlenförderung (in 1 000 t) (bisher höchste Förderung insgesamt 1976: 134 535)								
Rheinland	81 381		107 426		104 210		102 096	
Helmstedt	6 759		4 858		4 389		3 940	
Hessen	3 739		3 052		1 222		130	
Bayern	4 259		8 041		55		58	
Insgesamt	96 138		123 337		109 876		106 224	
2. Abraumbewegung (in 1 000 m^3)								
Rheinland	156 973		260 551		427 334		536 394	
Helmstedt	20 097		15 819		12 727		12 286	
Hessen	7 839		10 750		3 484		628	
Bayern	9 685		5 970		—		—	
Insgesamt	194 594		293 090		443 545		549 308	
3. Einsatz in öffentlichen Kraftwerken (in 1 000 t)								
Rheinland	34 874		89 159		86 160		85 117	
Helmstedt	1 402		4 825		4 439		3 936	
Hessen	2 541		2 935		1 190		78	
Bayern	3 194		8 035		—		—	
Insgesamt	42 011		104 954		91 789		89 131	
4. Einsatz im Veredlungsbetrieb; Selbstverbrauch (einschl. Grubenkraftwerke) (in 1 000 t)								
Rheinland	42 172		14 674		14 764		15 833	
Helmstedt	4 729		—		—		—	
Hessen	282		4		2		—	
Bayern	344		8		55		58	
Insgesamt	47 527		14 686		14 821		15 891	
5. Anzahl der Betriebe (Gb = Grubenbetriebe, Bfn = Brikettfabriken)								
	Gb	Bfn	Gb	Bfn	Gb	Bfn	Gb	Bfn
Rheinland	12	20	6	6	4	4	4	4
Helmstedt	5	2	3	–	4	–	3	–
Hessen	27	1	13	–	5	–	2	–
Bayern	12	1	4	–	2	–	2	–
Insgesamt	56	24	26	6	15	4	11	4
6. Beschäftigte zum Ende des Jahres								
Rheinland	23 925		15 063		15 515		14 454	
Helmstedt	5 723		2 324		1 672		1 364	
Hessen	4 619		1 500		568		146	
Bayern	1 631		1 409		5		5	
Insgesamt	35 898		20 296		17 760		15 969	
7. Kennziffer (geförderte t Braunkohle + m^3 Abraum je Beschäftigten und Jahr)								
(Durchschnitt)	8 099		20 520		31 161		41 050	
	1962		1975		1989		1993	
8. Landinanspruchnahme (ha)								
Rheinland	12 779,6		16 871,1		23 936,5		25 313,5	
Helmstedt	1 768,4		1 952,0		2 411,0		2 458,3	
Hessen	2 559,8		3 356,3		3 929,0		3 492,6	
Bayern	809,0		1 573,0		1 803,0		1 808,0	
Insgesamt	17 916,8		23 752,4		32 079,5		33 062,4	
9. Wieder nutzbar gemacht								
	ha	% v.8.	ha	% v.8.	ha	% v.8.	ha	% v.8.
Rheinland	5 385,5	42,1	11 163,7	66,2	15 103,0	63,1	16 314,4	64,4
Helmstedt	639,6	36,2	983,0	50,4	1 339,0	55,5	1 410,7	57,5
Hessen	891,9	34,8	2 027,9	60,4	3 269,1	83,2	3 097,0	88,7
Bayern	301,5	37,3	864,0	54,9	1 798,0	99,7	1 798,0	99,7
Insgesamt	7 218,5	40,3	15 038,6	63,3	21 509,1	67,0	22 620,1	68,4
	1960		1975		1989		1993	
10. Anteil der Braunkohle am Primärenergieverbrauch (%)								
	13,8		9,9		8,5		7,7	
11. Anteil der Braunkohle an Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken (%)								
	37,7		34,3		20,8		19,9	

Braunkohlen-kenndaten Deutschland

Abraumbewegung

— Die *Bewegung von Abraum* (Ziff. 2), das sind die die Braunkohle überlagernden *Kies-, Sand- und Tonschichten*, nahm im Betrachtungszeitraum um 182 % zu – also wesentlich stärker als die Kohleförderung. Das kennzeichnet das Vordringen des Braunkohlenbergbaus in immer größere Teufen.

Braunkohleneinsatz in Kraftwerken

— Der Braunkohleneinsatz in *öffentlichen Kraftwerken* (Ziff. 3) hat im Betrachtungszeitraum um 112 % (von 42 auf 89 Mio. t/Jahr) zugenommen. Dabei ist der Einsatz seit Beginn der 80er Jahre, als er rd. 110 Mio. t/Jahr erreichte, wegen der vorgeschilderten Betriebseinstellungen in Hessen und Bayern, aber auch aufgrund des verringerten Absatzes im Rheinland, rückläufig gewesen und hat sich erst Ende der 80er Jahre wieder stabilisiert. Auch das Vordringen der Kernenergie in den 80er Jahren hat zu diesem Rückgang beigetragen.

Veredelungsbetriebe

— Der Einsatz von Braunkohlen in *Veredlungsbetrieben* (Ziff. 4) nahm im Betrachtungszeitraum um 67 % ab. Der Rückgang wurde verursacht durch die Verdrängung von Festbrennstoffen im Heizungsbereich durch Öl, Gas und Stromspeicherheizung. Er wäre noch stärker ausgefallen, wäre Braunkohle nicht zwischenzeitlich in die Versorgung industrieller Abnehmer mit Braunkohlenstaub vorgedrungen. Braunkohlenstaub wird inzwischen in etwa gleich großer Menge wie Briketts hergestellt.

Rückgang der Anzahl der Betriebe

— Die Anzahl der produzierenden Betriebe (Ziff. 5) ist stark zurückgegangen. Der Rückgang resultiert einerseits aus den erfolgreichen Bemühungen um Betriebskonzentration, zum anderen aus der Schließung von Betrieben in Hessen und Bayern.

— Wie in der gesamten westdeutschen Wirtschaft gab es auch im Braunkohlenbergbau erhebliche *Produktivitätssteigerungen.* Als Ergebnis der durchgeführten Rationalisierungsmaßnahmen gingen die Beschäftigtenzahlen im Betrachtungszeitraum auf rd. 45 % zurück (Ziff. 6). Auch die Schließung des größten Teils der Veredlungsbetriebe sowie die Einstellung von Bergbaubetrieben in Hessen und Bayern trugen zur Verringerung der Belegschaftsziffern bei.

Produktivitätssteigerung

Betriebskonzentrationen und *Produktivitätsteigerungen* bewirkten, daß sich die Braunkohle mit Energiepreisen von unter 100 DM/t SKE jederzeit im Wettbewerb behaupten konnte.

Zur Illustration für die Entwicklung der *Produktivität* kann die Gesamtförderung von Abraum und Kohle[49] je Beschäftigten und Jahr herangezogen werden (Ziff. 7). Diese Kennziffer steigt im Betrachtungszeitraum um 407 %.

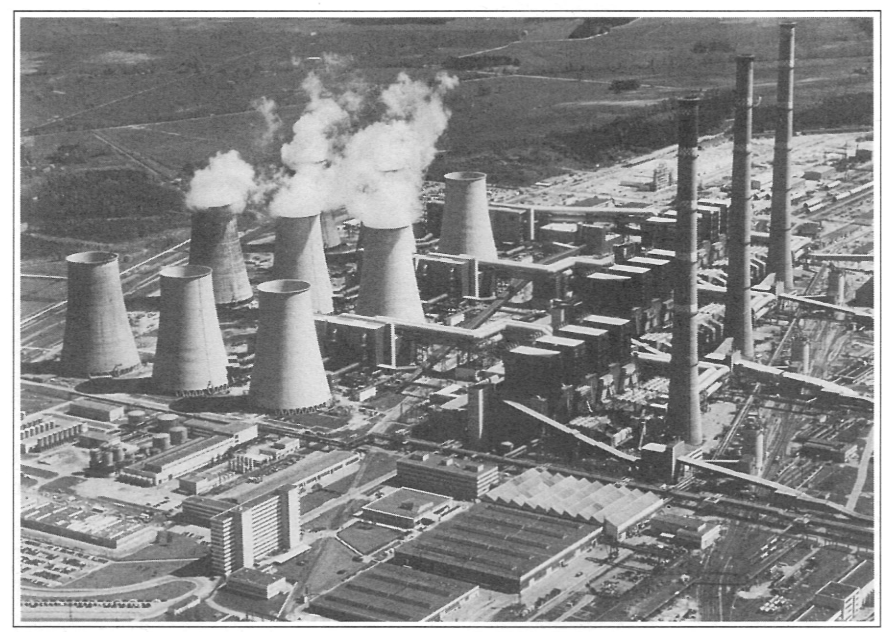
Landinanspruchnahme und Rekultivierung

— Die Entwicklung der vom Bergbau insgesamt in Anspruch genommenen Landflächen (Ziff. 8) und der wieder nutzbar gemachten Flächen (Ziff. 9) zeigt, daß die Braunkohlenindustrie im Betrachtungszeitraum mit der *Wiedernutzbarmachung* dem Bergbau »auf den Fersen folgte«. Der Anteil der wieder nutzbar gemachten Flächen nahm von 40,3 auf 68,4 % zu.

Anteil der Braunkohle an PEV und Stromerzeugung

— Vor allem infolge des in den 60er Jahren noch stark steigenden Primärenergieverbrauchs ist der Anteil der Braunkohle an dessen Deckung im Betrachtungszeitraum von 13,8 auf 7,7 % zurückgegangen. Ihr Anteil an der Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken verringerte sich bei stark gestiegenem Stromverbrauch von 37,7 auf 19,9 % (Ziff. 10 und 11).

[49] Das geförderte Volumen wird allgemein durch die Summe aus Abraumförderung (m^3) und Kohlenförderung (t) dargestellt, da eine Tonne Braunkohle ungefähr ein Volumen von 1 m^3 einnimmt.



Braunkohlenkraftwerk Jänschwalde

Abbildung 3.27: Das 3 000 MWe Braunkohlenkraftwerk Jänschwalde ist das jüngste und modernste, mit seinen sechs Blöcken in den Jahren 1988/89 in Betrieb gegangene Braunkohlenkraftwerk der neuen Bundesländer.
Photo: VEAG Vereinigte Energiewerke AG.

3.3.2.3 Braunkohle in Ostdeutschland

Die Bedeutung der Braunkohle für die Energiewirtschaft der ehemaligen DDR:

Im Gegensatz zur Situation der Energiewirtschaft in der alten Bundesrepublik, in der die Braunkohle ihre Beiträge zum *Primärenergieverbrauch* bzw. zur *Stromerzeugung* in einem weitgehend ausbalancierten Energiemix leistete, hat sie die Energiewirtschaft der ehemaligen DDR in einem – wie sich heute erweist – unvertretbaren Ausmaß dominiert. Ursache hierfür war das *Autarkiebestreben* der ehemaligen DDR-Regierung. Sie hätte bei Energieimporten aus westlichen Ländern in konvertierbarer Währung zahlen müssen – eine unzumutbare Belastung der knappen Devisenbestände. Bei Energieimporten aus den Ostblockländern konnte in Rubelwährung gezahlt werden, aber auf der Basis eines sehr ungünstigen Wechselkurses. Die Devisenknappheit führte dazu, daß die DDR einen wesentlichen Anteil ihrer Heizölerzeugung in den Westen exportierte.

Braunkohle in der ehemaligen DDR

Im Jahr 1989, dem letzten Jahr vor der Wiedervereinigung, wurden in den beiden Braunkohlenrevieren der ehemaligen DDR, dem Lausitzer und dem Mitteldeutschen Revier, 301 Mio. t Braunkohle gefördert, die dreifache Menge der Produktion der Bundesrepublik (siehe Tabelle 3.44). 41 % der Förderung wurden zur Stromerzeugung eingesetzt (gegenüber 83,5 % in der Bundesrepublik), die übrige Produktion diente im wesentlichen der

Braunkohlenverwendung

Tabelle 3.44: Braunkohlenförderung und -verwendung in der ehemaligen DDR 1989

Revier	Braunkohlenförderung	Einsatz in öffentlichen Kraftwerken[a]		Einsatz im Veredlungsbereich, Selbstverbrauch		Brikettherstellg.	Staubherstellg.	Kokserzeugg.	Trockenkohle	Stadt-Gas
(1)	(2)	(3)		(4)		(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	1 000 t	1 000 t	% v.(2)	1 000 t	% v.(2)	1 000 t	1 000 t	1 000 t	1 000 t	Mio. Nm³
Lausitz	195 139	104 601	53,6	79 282	40,6	24 640	1 390	3 504	4	5 725
Mitteldeutschland	105 651	17 581	16,6	56 288	53,3	22 596	971	2 745	41	—
Summe neue Bundesländer	300 790	122 182	40,6	135 570	45,1	47 236	2 361	6 249	45	5 725

[a] einschließlich der Stromerzeugung der Grubenkraftwerke.

Karbochemie

Herstellung von Briketts, Hochtemperaturkoks (Metallhüttenindustrie) und Stadtgas. Braunkohle war außerdem ein bedeutsames Ausgangsprodukt für die chemische Industrie (sogenannte Karbochemie).

Brikettherstellung

Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang insbesondere auf die Höhe der Brikettherstellung (47 Mio. t). In Westdeutschland wurden im gleichen Jahr nur 2,2 Mio. t Brikett erzeugt.

Fernwärme

Wie aus Tabelle 3.45 hervorgeht, deckte die Braunkohle bei der Primärenergieerzeugung 63 %, dem Primärenergieverbrauch 68 % und der Stromerzeugung 88 %. Auch die Beheizungsstruktur der Wohnungen macht das Übergewicht der Braunkohle bei der Wärmeversorgung der ehemaligen DDR deutlich. So waren 1989 rd. 50 % der Wohnungen mit Einzelofenheizung und rd. 15 % mit Etagen-/Zentralheizungen für feste Brennstoffe ausgestattet. Darüber hinaus hatte die im wesentlichen auf Braunkohlenbasis erzeugte Fernwärme einen Anteil von rd. 24 % an der Wohnraumbeheizung.

Die einseitige Nutzung der Braunkohle ohne die in Westdeutschland üblichen Umweltschutzmaßnahmen führte zu einer starken *Umweltbelastung*:

Tabelle 3.45: Primärenergieerzeugung, Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung in den öffentlichen Kraftwerken der ehemaligen DDR 1989

Energieart	Primärenergieerzeugung (1 000 t SKE)	Primärenergieverbrauch (1 000 t SKE)	Stromerzeugung insgesamt GWh
Braunkohle	90 959	87 737	88 272
Steinkohle	5 780	5 340	300
Mineralöl	28 080	18 061	1 050
Erdgas	12 079	11 914	—
Wasserkraft	67	67	1 346
Kernenergie	4 832	4 832	5 309
Gase/Sonstiges	2 451	340	4 103
Insgesamt	144 248	128 291	100 380

- Aufgrund der den Bergbaubetrieben seitens der Regierung auferlegten hohen Produktionsziele wurde die Wiedernutzbarmachung der vom Bergbau in Anspruch genommenen Flächen permanent vernachlässigt. Während in Westdeutschland die Rekultivierung dem Bergbau unmittelbar folgt, konnte sie in der ehemaligen DDR im allgemeinen nicht mit dem Abbau Schritt halten (siehe Tabelle 3.46, Ziff. 8, 9). So wurden beispielsweise im *Lausitzer Revier* bisher 821 km^2 bergbaulich in Anspruch genommen, von denen aber nur 131 km^2 (16 %) wieder endgültig nutzbar gemacht werden konnten[50]. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, daß die im Vergleich zum rheinischen Revier deutlich geringeren Flözmächtigkeiten einen sehr hohen Abbaufortschritt zur Folge haben, der zwei- bis dreimal so groß ist wie z.B. derjenige im rheinischen Braunkohlenrevier. Deshalb ist die auf die Förderung bezogene *Landinanspruchnahme* wesentlich höher. Sie beträgt im Rheinland 2,5–3 ha/Mt Braunkohle, in der Lausitz 8–9 ha/Mt[51].

Vernachlässigung der Rekultivierung

Landinanspruchnahme

- In ehemaligen Bergbauflächen wurden Deponien mit Rückständen aus den Kraftwerken, der Kohlenveredlung, anderen Industriezweigen sowie mit Haus- und Gewerbeabfällen angelegt. Diese Deponien sind in der Regel ungenügend gesichert und müssen deshalb zum größten Teil saniert werden. Weiterhin bestehen Altlasten an kontaminierten Standorten, z.B. im Bereich von Veredlungsanlagen. Die ungenügende Sicherung dieser Bereiche verursacht vielfach unzulässig hohe Belastungen des Grundwassers mit Schadstoffen.

Deponien auf ehemaligen Bergbauflächen

- Bei der Verwendung der Braunkohle in Kraftwerken führten unzureichende oder wirkungslose Filtereinrichtungen und fehlende Einrichtungen zur Entschwefelung und Entstickung im Zusammenhang mit dem vergleichsweise hohen Schwefelgehalt der eingesetzten Kohle (siehe Tabelle 3.41), zu hohen Staub-, SO_2- und NO_x-Emissionen. Diese Emissionen traten natürlich auch in den zahlreichen Heizkraftwerken und den Einzelfeuerungen der Haushalte auf.

  Der generell schlechte Wirkungsgrad der Kraftwerke bedingte einen entsprechend höheren CO_2-Ausstoß und damit eine höhere Belastung der Erdatmosphäre. So ist es kein Wunder, daß die alte DDR den höchsten Ausstoß an Schwefeldioxyd der Welt »produzierte«, rd. den 15fachen Betrag der für die Bundesrepublik zutreffenden Werte[52].

Umweltbelastung durch Braunkohlenkraftwerke der ehemaligen DDR

niedrige Wirkungsgrade

- Besonders gravierend war die Umweltbelastung an den Braunkohlenchemiestandorten.

Die *Sanierungskosten* dieser Hinterlassenschaft der DDR sind riesig. Allein für die Wiedernutzbarmachung der von der Braunkohlenindustrie in Anspruch genommenen Flächen werden Aufwendungen in Höhe von rd. 30 Mrd. DM erwartet. Die Rekultivierungsarbeiten können sinnvoll nur auf einer längeren Zeitschiene – 15–20 Jahre – durchgeführt werden.

Sanierungskosten

[50] D. Henning: *Zur Altlastenproblematik im Lausitzer Braunkohlenrevier*, Neue Bergbautechnik, Dezember 1991.

[51] *Bericht der ostdeutschen Braunkohlenländer an die Wirtschaftsministerkonferenz* vom 16. Februar 1994.

[52] W. Müller-Michaelis: *Energiepolitik für die neuen Bundesländer*, »trend«, Dezember 1991.

Tabelle 3.46: Braunkohlendaten in der ehemaligen DDR bzw. in den neuen Bundesländern

Braunkohlen-kenndaten Deutschland

	1960		1975		1989		1993	
1. Braunkohlenförderung (in 1 000 t)								
Lausitz	83 600		139 900		195 139		87 357	
Mitteldeutschl.	141 900		106 800		105 651		28 221	
Insgesamt	225 500		246 700		300 790		115 578	
2. Abraumbewegung (in 1 000 m^3)								
Lausitz	315 000		672 700		939 350		492 192	
Mitteldeutschl.	328 700		327 800		398 439		82 489	
Insgesamt	643 700		1 000 500		1 337 789		574 681	
3. Einsatz in öffentlichen Kraftwerken (in 1 000 t)								
Lausitz	x[a]		x[a]		103 100		60 548	
Mitteldeutschl.	x[a]		x[a]		17 581		8 638	
Insgesamt	107 200		149 900		120 681		69 186	
4. Einsatz im Veredlungsbetrieb, Sonstiges, einschließlich Grubenkraftwerke (in 1 000 t)								
Lausitz	x[a]		74 400		72 100		21 085	
Mitteldeutschl.	x[a]		61 000		52 300		10 563	
Insgesamt	114 800		135 400		124 400		31 648	
5. Anzahl der Betriebe (Gb = Grubenbetriebe, Bfn = Brikettfabriken)								
	Gb	Bfn	Gb	Bfn	Gb	Bfn	Gb	Bfn
Lausitz	21	32	18	26	17	23	10	7
Mitteldeutschl.	29	50	21	28	21	25	11	8
Insgesamt	50	82	39	54	38	48	21	15
6. Beschäftigte zum Ende des Jahres								
Lausitz	x[a]		61 020		73 367		27 249	
Mitteldeutschl.	x[a]		49 579		56 292		10 477	
Insgesamt	116 146		110 599		129 659		37 726	
7. Kennziffer (geförderte t Braunkohle + geförderte m^3 Abraum je Beschäftigtem und Jahr)								
	7 484		11 277		12 638		18 297	
8. Landinanspruchnahme (ha, Jahresleistung)								
Lausitz	1 391,9		1 650,3		1 907,2		945,4	
Mitteldeutschl.	1 530,0		894,1		1 144,1		205,0	
Insgesamt	2 921,9		2 544,4		3 051,3		1 150,4	
9. Wieder nutzbar gemachte Fläche (Jahresleistung)								
	ha	% v.8.	ha	% v.8.	ha	% v.8.	ha	% v.8.
Lausitz	172,8	12,4	1 921,6	116,4	918,4	48,2	1 006.4	106,5
Mitteldeutschl.	773,0	50,5	1 131,6	126,6	566,4	49,5	—	—
Insgesamt	945,8	32,4	3 053,2	120,0	1 484,8	48,7	1 006,4	87,5
10. Anteil der Braunkohle am Primärenergieverbrauch (%)								
	87		65,9		68,4		49,6	
11. Anteil der Braunkohle an Stromerzeugung insgesamt (%)								
	94		84		85		91,4	

[a] Aufteilung auf die Reviere liegt nicht vor.

Bergbaureviere in den neuen Bundesländern:

(1) Lausitzer Revier: Das Lausitzer Revier war seit Anfang der 70er Jahre der größte Braunkohlenproduzent der ehemaligen DDR mit einem Anteil von rd. 65 % an der Gesamtförderung in 1989. Die Produktion wurde aus 17 Tagebauen erbracht. Rd. 54 % wurden in öffentlichen Kraftwerken mit einer Leistung von etwa 12 000 MWe eingesetzt, 41 % in Veredlungsbetrieben.

Einziger Braunkohlenproduzent war das *Braunkohlenkombinat Senftenberg*, das außerdem rd. 23 % der Briketterzeugung des Reviers erbrachte.

Nachfolgegesellschaft des BKK Senftenberg ist heute die *Lausitzer Braunkohle AG* (LAUBAG).

LAUBAG

Die wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte des Lausitzer Reviers ermöglichen eine Gewinnung über 40–50 Jahre.

Revier Lausitz

Im Osten des Braunkohlenbezirks lagen die großen Veredlungsbetriebe des Lausitzer Reviers, die 1980 in das *Gaskombinat Schwarze Pumpe* eingebracht wurden. Dieses Kombinat produzierte – einschließlich der ihm angeschlossenen Betriebe *Braunkohlenveredlung Lauchhammer* (BVL) und *Braunkohlenveredlung Espenhain* (Mitteldeutsches Revier) – 29 % der Briketterzeugung der ehemaligen DDR. Ferner wurden Hochtemperaturkoks (rd. 50 % der Erzeugung der DDR) und Stadtgas (rd. 75 % der DDR-Produktion) erzeugt. Eine der Nachfolgegesellschaften des Kombinates Schwarze Pumpe war die *Energiewerke Schwarze Pumpe AG* (ESPAG), die den Kernbetrieb Schwarze Pumpe weiter betrieb.

ESPAG

Treuhandanstalt

Alle Gesellschaften der Lausitzer Bergbauindustrie gingen 1989 in das Eigentum der Treuhandanstalt über.

Mit Wirkung zum 1. Januar 1993 wurde die ESPAG auf die LAUBAG verschmolzen. Damit war die Basis geschaffen worden, die langfristig am Markt orientierten Aktivitäten im Rahmen einer Teilung auf neue Unternehmen zu übertragen. Im Frühjahr 1994 wurde zwischen einem westdeutschen Erwerberkonsortium unter Führung der *Rheinbraun AG* und der Treuhandanstalt eine Grundsatzvereinbarung über den Erwerb der LAUBAG erzielt.

Die langfristig wettbewerbsfähigen Teile der LAUBAG verbleiben bei der Gesellschaft. Die übrigen Bereiche (Auslauf- und Sanierungsbergbau) werden von der am 29. Juni 1994 abgespalteten *Lausitzer Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH* übernommen, die im Eigentum der Treuhand verbleibt.

Die von der ehemaligen ESPAG eingebrachte 35 %-Beteiligung am Neubau des Braunkohlenkraftwerks *Schwarze Pumpe* wurde von der VEAG erworben.

Mitteldeutsches Revier

(2) Mitteldeutsches Revier: Das Mitteldeutsche Revier hatte 1989 einen Anteil von 35 % an der Braunkohlenförderung der DDR, wobei in 20 Gruben gefördert wurde. Der Anteil der in Veredlungsbetrieben eingesetzten Förderung war mit 53 % höher als im Lausitzer Revier.

Nur 17 % der Produktion ging an öffentliche Kraftwerke. Der Rest wurde von der chemischen Industrie (*Leuna, Buna, Chemisches Kombinat Bitterfeld*) und von den Heizkraftwerken der Energiekombinate abgenommen.

MIBRAG

Einziger Braunkohlenproduzent und -veredler des Mitteldeutschen Reviers war – abgesehen von dem zum Gaskombinat Schwarze Pumpe gehörenden Betrieb Braunkohlenveredlung Espenhain – das *Braunkohlenkombinat Bitterfeld.* Nachfolgegesellschaft war die *Vereinigte Mitteldeutsche Braunkohlenwerke AG* (MIBRAG), die 1989 in Treuhandeigentum überging.

Im Rahmen der Privatisierung wurden die *Vereinigten Mitteldeutschen Braunkohlenwerke AG* (MIBRAG) zum Jahreswechsel 1993/94 in drei Unternehmen gespalten:

- *Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH* (MIBRAG mbH) mit Sitz in Theißen,
- *Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH* (MBV)mit Sitz in Bitterfeld,
- *ROMONTA GmbH* mit Sitz in Amsdorf.

Erwerberkonsortium MIBRAG

Die MIBRAG mbH wurde mit Wirkung vom 31. Dezember 1993 an ein anglo-amerikanisches Konsortium, bestehend aus dem englischen Unternehmen *PowerGen plc.* sowie den beiden amerikanischen Unternehmen *NRG Energy Inc.* und *Morrison Knudsen Corporation* veräußert. Im wesentlichen umfaßt MIBRAG mbH die Tagebaue Profen und Schleenhain sowie im Rahmen eines Pachtvertrages den Tagebau Zwenkau. Hinzu kommen die Veredlungsbetriebe *Phönix* und *Deuben* sowie die Industriekraftwerke *Mumsdorf, Deuben* und *Wählitz.*

Sanierungsbergbau

Für die Leitung und Koordinierung des Auslauf- und Sanierungsbergbaus wurde die *Mitteldeutsche Bergbauverwaltungsgesellschaft mbH* (MBV) gegründet, die vorerst bei der Treuhandanstalt verbleiben soll. Sie hat die bergrechtlich verantwortliche Projektträgerschaft und nimmt die Ausschreibung, Vergabe und Abnahme der Sanierungsarbeiten vor. Die Verwertung der umfangreichen Liegenschaften soll mit dem Ziel erfolgen, Ersatzarbeitsplätze zu schaffen und die regionale Wirtschaftsentwicklung zu fördern.

Montanwachs-erzeugung

Die *ROMONTA GmbH* repräsentiert die Montanwachserzeugung, wobei sie am Standort Amsdorf Tagebau, Kraftwerk und Wachsfabrik betreibt. Die Privatisierung dieses Unternehmens ist zum 1. Januar 1995 erfolgt.

Entwicklungstendenzen seit 1960:

Die Entwicklung des Braunkohlenbergbaus der ehemaligen DDR seit Anfang der 60er Jahre zeigt folgendes Bild (siehe Tabelle 3.46):

- Die Produktion wurde bis 1989 um 33 % gesteigert (alte Bundesrepublik 10 %, Ziff. 1). Im gleichen Zeitraum verdoppelte sich die Abraumförderung (Ziff. 2). Ähnlich wie in Westdeutschland stieß auch in der Ex-DDR die Gewinnung von Braunkohle in immer größere Tiefen vor.

Verstromung und Veredelung

- Im Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland, in der während der vergangenen 30 Jahre der Anteil der Braunkohle zum Einsatz in öffentlichen Kraftwerken stark zunahm bei gleichzeitigem Absinken des Veredlungsanteils, ist die Entwicklung in der DDR anders verlaufen (Ziff. 3, 4). Von 1960–1989 sank im Zusammenhang mit dem Ausbau der Kernenergie der Anteil der zur Stromerzeugung eingesetzten Braunkohlenproduktion von 48 auf 40 % ab. Das gleiche gilt für die zur Veredlung eingesetzten Braunkohlenförderung; ihr Anteil nahm von 51 auf 45 % ab. Entsprechend stieg der Umfang der für andere Zwecke (Braunkohlenchemie, Fernwärme) eingesetzten Kohle.
- Auch in der DDR erfolgten Schritte zur Konzentration und Rationalisierung der Betriebe, was eine entsprechende Erhöhung der Produktivität zur Folge hatte (Ziff. 5–7).

Wiedernutzbarmachung

- Aus Ziff. 8 und 9 geht hervor, wie es zu dem bereits geschilderten großen Rückstand der Wiedernutzbarmachung gegenüber der bergbaulichen Inanspruchnahme kommen konnte. Im allgemeinen – mit Ausnahme 1975 – sind

die jährlich wieder nutzbar gemachten Flächen deutlich geringer als die jeweilige Landinanspruchnahme.

- Trotz der erheblichen Ausweitung der Braunkohlenproduktion im Betrachtungszeitraum nahmen ihre Anteile sowohl am Primärenergieverbrauch als auch an der Stromerzeugung ab; der steigende Energieverbrauch mußte also auch durch andere Energieträger – Mineralöl, Erdgas, Kernenergie – gedeckt werden. Trotzdem behielt die Braunkohle ihren energiewirtschaftlichen Spitzenplatz (Ziff. 10, 11).

3.3.2.4 Braunkohle im wiedervereinigten Deutschland

Bedeutung für Primärenergieerzeugung

Mit der Wiedervereinigung Deutschlands hat die Bedeutung der Braunkohle für die Energiewirtschaft der gesamten Bundesrepublik deutlich zugenommen (siehe Tabelle 3.47). Bei der *Primärenergieerzeugung* lag die Braunkohle 1993 mit einem Anteil von rd. 41 % deutlich vor der Steinkohle an erster Stelle. Beim *Primärenergieverbrauch* nahm sie mit einem Anteil von 14 % nach Mineralöl, Erdgas und Steinkohle die vierte Stelle ein. Bei der *Stromerzeugung* in allen Kraftwerken betrug ihr Anteil 28 %, damit nahm sie knapp hinter der Kernenergie den zweiten Rang ein.

Bedeutung für Primärenergieverbrauch

Bedeutung für Stromerzeugung

Die Entwicklungstendenzen in den alten und neuen Bundesländern sind dabei unterschiedlich. Während die Produktionszahlen des Braunkohlenbergbaus in Westdeutschland seit 1989 im wesentlichen unverändert blieben (siehe Tabellen 3.43 und 3.48), sind sie in den neuen Bundesländern in dramatischer Form zurückgegangen (siehe Tabellen 3.46 und 3.48). Dort haben sich 1993 im Vergleich zu 1989 folgende Änderungen ergeben:

Braunkohlenbergbau in den alten und neuen Bundesländern

Braunkohlenförderung	−61,6 %
Abraumbewegung	−57,0 %
Einsatz in öffentlichen Kraftwerken	−42,7 %
Einsatz in Veredlungsbetrieben	−74,6 %
Brikettherstellung	−83,7 %
Staubherstellung	−70,7 %

In den rückläufigen Produktionsziffern spiegeln sich der in fast allen Bereichen stark zurückgegangene Energieverbrauch und die beginnende Veränderung der Energieträgerstruktur in den neuen Bundesländern wider. Besonders stark ist der Veredlungsbereich betroffen. Die unwirtschaftliche Braunkohlenchemie wurde in den Jahren 1990/91 vollständig eingestellt, die Erzeugung von Hochtemperaturkoks endete im Jahr 1992.

Der Absatzrückgang hatte Betriebsstillegungen und eine starke Reduzierung der Mitarbeiterzahl zur Folge. Bis 1991 gelang es, durch die Versetzung älterer Mitarbeiter in den vorgezogenen Ruhestand und den Einsatz von Belegschaften in *Arbeitsbeschaffungsmaßnahmen* (vorwiegend Sanierungsarbeiten) Entlassungen weitgehend zu vermeiden. Seit 1992 ist dies jedoch nicht mehr möglich.

Arbeitsbeschaffungsmaßnahmen

Daten für alle Kraftwerke in Deutschland

Tabelle 3.47: Primärenergieerzeugung, Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung aller Kraftwerke im wiedervereinigten Deutschland

	1992			1993		
	West	Ost	**Gesamt**	West	Ost	**Gesamt**
	Primärenergieerzeugung (in Mio. t SKE)[a]					
Braunkohle	32,6	40,1	72,7	30,8	35,6	66,4
Steinkohle	66,8	—	66,8	58,9	—	58,9
Mineralöl	4,7	0,1	4,8	4,6	0,1	4,7
Erdgas	17,5	1,8	19,3	17,7	1,4	19,1
Wasserkraft[b]	5,5	—	5,5	5,9	0,1	6,0
Kernenergie	—	—	—	—	—	—
Sonstiges	5,2	0,3	5,5	5,0	0,3	5,3
Insgesamt	132,3	42,3	174,6	122,9	37,5	160,4
	Primärenergieverbrauch (in Mio. t SKE)[a]					
Braunkohle	33,3	40,5	73,8	31,3	36,1	67,4
Steinkohle	72,5	2,8	75,3	68,4	2,4	70,8
Mineralöl	169,0	23,0	192,0	170,3	23,7	194,0
Erdgas	72,6	8,7	81,3	75,0	10,5	85,5
Wasserkraft[b]	4,3	−0,5	3,8	6,1	−0,3	5,8
Kernenergie	51,1	—	51,1	49,1	—	49,1
Sonstiges	5,0	0,4	5,4	5,0	0,4	5,4
Insgesamt	407,8	74,9	482,7	405,2	72,8	478,0
	Brutto-Stromerzeugung aller Kraftwerke (in GWh)[a]					
Braunkohle[c]	86 312	68 149	154 461	81 000	66 700	147 700
Steinkohle	141 513	380	141 893	143 500	300	143 800
Mineralöl	10 732	1 241	11 973	9 000	1 100	10 100
Erdgas	30 623	2 515	33 138	30 000	2 400	32 400
Wasserkraft[b]	19 493	1 622	21 115	20 000	1 700	21 700
Kernenergie	158 804	—	158 804	153 500	—	153 500
Sonstiges	14 945	808	15 753	15 000	700	15 700
Insgesamt	462 422	74 715	537 137	452 000	72 900	524 900

[a] Für 1993 vorläufige Werte, für 1992 – neue Bundesländer – vorläufige Werte.
[b] Einschließlich Außenhandelssaldo Strom.
[c] Einschließlich Erzeugung aus Hartbraunkohle und Braunkohleprodukten.

3.3.2.5 Ausblick

zukünftige Entwicklung: alte Bundesländer

In den *alten Bundesländern* wird die Braunkohlenindustrie bis zur Jahrhundertwende keinen wesentlichen Änderungen ausgesetzt sein. Es ist eine Produktion in der Bandbreite von 100–110 Mio. t/Jahr bei einer Beschäftigtenzahl von rd. 14 000 zu erwarten. Voraussetzung hierfür ist die zeitgerechte behördliche Genehmigung von künftig in Angriff zu nehmenden Tagebauen (im wesentlichen das Projekt Garzweiler II im Rheinland), von der jedoch nach gegenwärtigem Erkenntnisstand ausgegangen werden kann.

Tabelle 3.48: Braunkohlendaten im wiedervereinigten Deutschland

	1992 West	1992 Ost	1992 **Gesamt**	1993 West	1993 Ost	1993 **Gesamt**
Braunkohlenförderung (in 1 000 t)	112 398	129 416	241 805	106 224	115 578	221 802
Abraumbewegung (in 1 000 m^3)	466 329	605 351	1 071 680	549 308	574 681	1 123 989
Einsatz in öffentlichen Kraftwerken (in 1 000 t)	95 446	71 017	166 463	89 131	69 186	158 317
Einsatz i. Veredlungsbetr., Selbstverbrauch, einschl. Grubenkraftw. (in 1 000 t)	15 704	38 489	54 193	15 891	31 648	47 539
Brikettherstellung (in 1 000 t)	2 325	9 746	12 071	2 217	7 716	9 933
Staubherstellung (in 1 000 t)	2 398	523	2 921	2 179	537	2 716
Trockenkohle (in 1 000 t)	170	1 067	1 237	127	629	757
Kokserzeugung (in 1 000 t)	206	73	279	186	—	186
Anzahl produzierender Betriebe (Gb = Grubenbetr., Bfn = Brikettfabriken)	Gb/Bfn	Gb/Bfn	Gb/Bfn	Gb/Bfn	Gb/Bfn	Gb/Bfn
	11 4	26 23	37 27	11 4	21 15	32 19
Beschäftigte	16 722	56 697	73 419	15 969	37 726	53 695

unterschiedliche Entwicklung in den alten und neuen Bundesländern

neue Bundesländer

In den *neuen Bundesländern* wird sich in den nächsten Jahren der Wandel zu einer wesentlich stärker als bisher diversifizierten Energiewirtschaft mit einem breiten Energieträgermix analog zur alten Bundesrepublik vollziehen, der gegen Ende dieses Jahrzehnts weitgehend abgeschlossen sein dürfte. Dies wird eine weitere Produktionsanpassung bei der Braunkohle nach sich ziehen.

Verstromung

Ähnlich wie in der alten Bundesrepublik wird künftig der überwiegende Anteil der Braunkohlenförderung zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Dabei wird von dem Kraftwerkspark der Lausitz, der vor der Vereinigung an sechs Standorten insgesamt etwa 12 000 MWe Kapazität umfaßte, für acht Kraftwerksblöcke der 500 MWe-Klasse an den Standorten *Jänschwalde* und *Boxberg* eine Nachrüstung mit Rauchgasentschwefelungsanlagen durch-

Nachrüstung der Braunkohlenkraftwerke

geführt werden. Die übrige Leistung wird schrittweise abgeschaltet und durch Neubauten mit einer Kapazität von 5 700 MWe ersetzt. Diese werden teilweise auf Braunkohlenbasis, teilweise auf Steinkohlenbasis (Importkohle) errichtet werden. Ein Teil der Neubauleistung wird im Bereich des Mitteldeutschen Reviers (Südraum Leipzig) realisiert werden. Der Bau eines Braunkohlenkraftwerkes mit einer Leistung von 900 MWe auf dem Standort Buna in *Schkopau* ist begonnen worden.

Insgesamt ist für die neuen Bundesländer von einer Kraftwerkskapazität auf Braunkohlenbasis in Höhe von rd. 10 000 MWe auszugehen. Dies würde einen jährlichen Bedarf von 60–70 Mio. t Rohkohle bedeuten. Darüber hinaus wird die Braunkohle eine – wenn auch stark reduzierte – Position in der Kohleveredlung beibehalten. Hier wird die Entwicklung im wesentlichen davon abhängen, in welchem Umfang sich das Brikett im Hausbrandmarkt gegen Heizöl und Erdgas behaupten kann und wie es gelingen wird, im industriellen Bereich Braunkohlenstaub abzusetzen. Insgesamt dürften im Veredlungsbereich jährlich über 10 Mio. t Braunkohle einzusetzen sein. Damit ergibt sich nach Erreichen der Stabilisierungsphase in den neuen Bundesländern eine Gesamtproduktion von rd. 65–75 Mio. t/Jahr. Nach Abschluß des Anpassungsprozesses wird die Zahl der Beschäftigten eine ähnliche Größenordnung wie im Braunkohlenbergbau im Westen Deutschlands erreichen.

Veredelung

Die Gesamtförderung an Braunkohle in Deutschland wird sich bei etwa 170–180 Mio. t/Jahr einpendeln und damit weniger als die Hälfte der Braunkohlennutzung im Jahr 1989 (430 Mio. t) erreichen. Diese Produktion wird im Westen aus 5 Tagebauen, im Osten aus nur noch 7 Tagebaubetrieben erbracht werden. Durch bergrechtliche und landesplanerische Genehmigungen wurde für einen Großteil der sieben langfristig in den neuen Ländern zu betreibenden Tagebaubetriebe Rechtssicherheit geschaffen. Die noch offenen Verfahren befinden sich in fortgeschrittenem Stadium, 1994 werden die abschließenden Entscheidungen erwartet. Damit sind dann im mitteldeutschen Revier rd. 0,8 Mrd. t, in der Lausitz rd. 2,5 Mrd. t Braunkohle landesplanerisch abgesichert. Dies entspricht im Rahmen der heutigen Absatzerwartungen einem Planungshorizont bis in den Zeitraum 2030 bis 2040.

zukünftige Braunkohlenförderung

Eine wesentliche Aufgabe der nächsten Jahre wird die Beseitigung der Altlasten des Braunkohlenbergbaus in den neuen Bundesländern darstellen. Die noch aus der Zeit vor 1989 stammenden Rekultivierungsrückstände sowie der durch die Betriebsschließungen der letzten Jahre angefallene zusätzliche Bestand an nicht renaturierten Flächen müssen im gesamtstaatlichen Interesse aufgearbeitet werden. Diese Aufgabe ist daher auch von Bund und Ländern zu finanzieren. Hierfür werden im Rahmen einer Bund-Länder-Vereinbarung über die Finanzierungsregelung der ökologischen Altlasten vom 22. Oktober 1992 staatliche Mittel in Höhe von 1,5 Mrd. DM/a zunächst für die Dauer von fünf Jahren zur Verfügung gestellt. Mitte 1994 waren über 16 000 Menschen – überwiegend ehemalige Mitarbeiter der Braunkohlenunternehmen – in fünf regionalen Sanierungsgesellschaften mit derartigen Arbeiten beschäftigt.

Beseitigung der Altlasten

Was die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Braunkohle angeht, so ist davon auszugehen, daß Braunkohle auch künftig konkurrenzfähig zu Kern- oder Steinkohlenkraftwerken, die mit Importkohle betrieben werden, bleiben wird, wenn es nicht zu einseitigen Belastungen durch Umweltabgaben (Abfallabgabe, CO_2-Abgabe) kommt. Auf dem Gebiet der Veredlung werden die festen Brennstoffe zwar aus ihrem angestammten Markt im Bereich der Einzelfeuerung im Hausbrand weiter verdrängt werden, im gewerblich-industriellen Bereich kann Braunkohle beim Einsatz in mittleren und größeren Anlagen durchaus im Wettbewerb zur Wärme- und Krafterzeugung bestehen.

Konkurrenzfähigkeit der Braunkohle

Hinzuweisen ist auf die Entwicklung einer neuen Kraftwerksgeneration mit Gas/Dampf-Turbinentechnik und damit wesentlich höherem Wirkungsgrad. Eine Demonstrationsanlage mit einer Leistung von 300 MWe ist mit einem Investitionsaufwand von rd. 1 Mrd. DM für die zweite Hälfte der 90er Jahre im Rheinland geplant. Diese sogenannten *KoBra-Kraftwerke* (Kombikraftwerke für Braunkohle mit integrierter Kohlenvergasung) werden einen um rd. 30 % erhöhten Wirkungsgrad gegenüber Kondensationskraftwerken herkömmlicher Bauweise aufweisen. Dementsprechend sinkt der CO_2-Ausstoß um 25 %. Die Emissionen an Staub gehen um 90 %, an SO_2 um 70 % und an NO_x um 50 % zurück[53].

Braunkohle-Kombikraftwerke

Emissionen

Insgesamt werden durch die *Verbesserung des Wirkungsgrades* bei der Energieumwandlung und durch die Konsolidierung der Braunkohlenindustrie in den neuen Bundesländern die CO_2-Emissionen aus Braunkohlenverwendung bundesweit erheblich zurückgehen.

Verbesserung des Wirkungsgrades

3.4 Mineralölwirtschaft / Ölpolitik

Bearbeitet von Wolfgang Müller-Michaelis

3.4.1 Weltmineralölwirtschaft im Überblick

Unter den fünf Energieträgern Mineralöl, Gas, Kohle, Kernenergie und Wasserkraft, die in der Weltenergiebilanz Angebot und Nachfrage der Energiemärkte bestimmen, hat das Mineralöl seine heute führende Position erst während des Zweiten Weltkrieges übernommen. Es trägt seit 130 Jahren zur Energieversorgung bei, nachdem die erste historische Ölbohrung im August 1859 in Titusville/Pennsylvania fündig geworden war. Im Jahr 1880 erreichte die Weltölförderung 4 Mio. t und wies jeweils Verdoppelungsraten in den darauffolgenden Jahrzehnten auf. Im Jahr 1920 stand die Weltrohölförderung bei knapp 100 Mio. t, im Jahr 1930 bei rund 200 Mio. t, um 1940 auf annähernd 300 Mio. t anzusteigen. Der bisherige Höchststand wurde im Jahr 1979 mit 3,2 Mrd. t erreicht, was in den fast vier Jahrzehnten seit 1940 mehr als einer Verzehnfachung der jährlichen Förderleistung entspricht.

erste Ölbohrung

[53] H.-J. Leuschner: *Braunkohle: Energieträger mit Zukunft im Wettbewerb*, in: *Jahrbuch Bergbau, Öl und Gas, Elektrizität, Chemie*, Verlag Glückauf, 1992.

Lösung von Standortgebundenheit

Erst seit Mitte unseres Jahrhunderts hat das Mineralöl dazu beigetragen, wirtschaftliche Wachstumsprozesse auch in jenen weltwirtschaftlichen Regionen in Gang zu bringen, die abseits der auf Kohle- und Erzlagerstätten entstandenen industriellen Ballungszentren lagen. Das Mineralöl hat hier die Funktion eines weltwirtschaftlichen »Entwicklungshelfers« übernommen, weil es ihm gelang, industrielle Produktions- und Umwandlungsprozesse in globalem Maßstab und losgelöst von der Standortgebundenheit herkömmlicher Energieträger einzuleiten. Hinzu kommt, daß sich mit der Tankschifffahrt und den Pipelines ein zu Wasser und zu Lande auf die spezifischen Eigenschaften dieses Energieträgers abgestimmtes Transportsystem entwickelt hat, das sich den unterschiedlichen Bedarfsstrukturen in aller Welt flexibel anzupassen wußte. Das Mineralöl hat zudem seinen Kostenvorteil in den Verwendungsbereichen von Industrie, Verkehr und Haushalt gegenüber anderen Energieträgern voll genutzt. Es hat dem Automobil- und Flugzeugverkehr als den weltweit führenden Verkehrssystemen die energetische Basis geschaffen und auch auf diesem Wege die weltwirtschaftliche Entwicklung maßgeblich beeinflußt.

Mineralölfirmen

Die Erschließung des Rohstoffs – der Weltölreserven – geht auf privatwirtschaftliche Unternehmungen zurück, aus denen sich um die Jahrhundertwende und in den anschließenden Jahrzehnten die großen internationalen Mineralölkonzerne entwickelten, die seither zu den tragenden Elementen der Weltölversorgung gehören. Da alle Stufen des Mineralölgeschäfts – Exploration, Förderung, Transport, Raffination, Handel und Vertrieb – zugleich risikoreich und kapitalintensiv sind und die Industrie wegen des geographischen Auseinanderklaffens von Förder- und Verbrauchsgebieten nur im globalen Maßstab betrieben werden kann, sind für die Mineralölwirtschaft Unternehmensformen mit großer Kapitalkraft, weltweiter Verbreitung der Geschäftstätigkeit und Diversifikation in benachbarte Industrie- und Rohstoffbereiche typisch.

OPEC

Seit Gründung der *Organisation for Petroleum Exporting Countries* (OPEC) im Jahr 1960 wurden in den Ölförderländern des Nahen Ostens die schon vorher bestehenden Bestrebungen zur Direktübernahme der Ölförderung in die nationale Regie dieser Länder in einem mehrstufigen Prozeß realisiert. Die OPEC-Organisation, auf die heute ein Drittel der Weltölförderung entfällt, bestimmt mit ihrer Preis- und Mengenpolitik seither die Entwicklung der Rohölpreise.

erste Ölpreiskrise

Die bewegteste Phase in der bisherigen Geschichte der Weltmineralölwirtschaft ist der Zeitraum von 1974 bis 1990. Die Stärke der Preisausschläge und das Tempo ihrer Aufeinanderfolge, wie sie in diesem Zeitraum auf dem Weltmineralölmarkt zu verzeichnen waren, ist ohne Beispiel in der Weltwirtschaftsgeschichte. Stieg der Preis des Rohöls, des wichtigsten Rohstoffes der Weltwirtschaft, in der ersten Eskalation nach dem Yom-Kippur-Krieg von 1973 von 2 US-\$/b auf 12 US-\$/b an und wurde er im zweiten ungleich stärkeren Ausschlag 1979/80 im Zuge der Iran-Revolution auf zeitweise über 40 US-\$/b hochkatapultiert, sackte er im Frühsommer 1986 auf den seither niedrigsten Tiefpunkt von 8 US-\$/b ab.

Nach einer Erholungsphase eskalierte der Rohölpreis nach der Invasion Kuwaits durch den Irak im Sommer 1990 erneut auf 40 US-$/b und bewegt sich seither auf einem Niveau von unter 15 US-$/b.

Wegen der führenden Stellung des Mineralöls in den Energiebilanzen praktisch aller Industriestaaten und aufgrund seiner Bedeutung als wichtigster Rohstoff der Chemie hat der Ölpreis eine Leitpreisfunktion für alle übrigen Energierohstoffe. Das ist der Grund dafür, daß Ölpreisveränderungen, zumal wenn sie in extremen Ausschlägen erfolgen, sehr nachhaltige Auswirkungen auf Kosten und Preise aller Güter und Dienstleistungen und damit auf die Einkommensentwicklung der Weltbevölkerung haben.

3.4.2 Welt-Erdölreserven

(**1**) Nach dem Stand der Prospektion Ende 1991 wurde der Umfang der nachgewiesenen Erdölreserven (nicht gerechnet die wahrscheinlichen zusätzlichen Vorkommen) auf 136 Mrd. t veranschlagt. Nahezu unverändert lagen die Reserven 1989 bei 137 Mrd. t[54].

Gegenüber dem Vorjahr (124 Mrd. t) bedeutet dies einen Anstieg um 10 %, der zu einem erheblichen Teil der Neubewertung von Vorkommen in Saudi-Arabien zuzuschreiben ist. Bereits im Jahr 1987 war ein erheblicher Anstieg der nachgewiesenen Reserven durch Neubewertung von Vorkommen in den Förderländern Iran, Irak, Vereinigte Arabische Emirate und Venezuela zu verzeichnen gewesen.

(**2**) Die Relation zwischen den nachgewiesenen Reserven und der jeweiligen Jahresförderung betrug Anfang der 70er Jahre 27 Jahre. Sie erhöhte sich bis 1975 auf 30 Jahre, und bis Anfang 1980 auf 35 Jahre. Die für Ende 1991 ausgewiesenen Vorräte von 136 Mrd. t entsprechen einer Reichweite von 44 Jahren. Trotz steigender Weltölförderung ist es demnach gelungen, die jeweiligen Verfügbarkeiten an sicheren Vorräten zu erhöhen und damit die Reichweite der Reserven zu verlängern. Die weitere Entwicklung dieses positiven Trends hängt sowohl von der Höhe des Ölverbrauchs als auch von der Intensität und den Erfolgen weiterer Explorationen sowie schließlich von der Verbesserung des Entölungsgrades der jeweiligen Lagerstätten ab.

nachgewiesene Ölreserven

(**3**) Seit 1859, dem Beginn des Ölzeitalters, sind insgesamt etwa 650 Mrd. t Ölvorkommen bekannt geworden. Davon wurden bisher mehr als 80 Mrd. t

[54] Den Schätzungen über die in der Erde vorhandenen Erdölreserven lag stets das Prinzip der Vorsorge und Vorsicht zugrunde, so daß sie immer niedriger veranschlagt werden als es der tatsächlichen Entwicklung entspricht. 1938 schätzten die US-amerikanischen Geologen Garfias und Whetsels die verfügbaren Erdölreserven auf nur 4 Mrd. t; bei einer damaligen Jahresförderung von 250 Mio. t wären die Reserven demnach bereits im Jahr 1954 erschöpft gewesen. Die im Laufe der Jahrzehnte eingetretene Entwicklung zur stetigen Vergrößerung der Reichweiten ist insbesondere auf die gestiegenen Ölpreise zurückzuführen, die es zunehmend gestatteten, vorher unrentable Lagerstätten zu erschließen. Die mit Abstand größte bekannte Erdölregion der Welt (rd. 2/3 der nachgewiesenen Reserven) liegt in den südlichen Randbecken des ehemaligen Tethys-Meeres zwischen dem afrikanisch-arabischen Schild und dem Mittelmeerraum bis zum Persischen Golf (G. Bischoff).

gefördert und verbraucht. Weitere rd. 140 Mrd. t werden als gesicherte Reserven veranschlagt, d.h. als Reserven, die mit herkömmlichen Methoden gefördert werden können. Von den verbleibenden rd. 430 Mrd. t werden ca. 80 Mrd. t als durch Einsatz weiterentwickelter und kostspieligerer Fördermethoden gewinnbar angenommen. Damit würden noch 350 Mrd. t verbleiben, deren Gewinnung auf der Grundlage derzeit bekannter Technologien noch nicht möglich erscheint.

(**4**) Man unterscheidet derzeit:

- primäre Fördermethoden, worunter das Abpumpen oder die Ausnutzung des natürlichen Lagerstättendrucks zu verstehen ist;
- sekundäre Fördermethoden, bei denen Gas oder Wasser in die Lagerstätten eingepreßt wird, um das Öl aus dem Speichergestein herauszudrücken;
- tertiäre Fördermethoden, bei denen Chemikalien oder thermische Verfahren eingesetzt werden.

Man schätzt, daß mit Primärverfahren etwa 22 %, mit Sekundärverfahren zusätzlich etwa 12 % und mit Tertiärverfahren weitere etwa 13 % des Ölinhalts der Lagerstätten gewonnen werden können, sofern der Einsatz solcher zusätzlicher Verfahren technisch und wirtschaftlich sinnvoll erscheint.

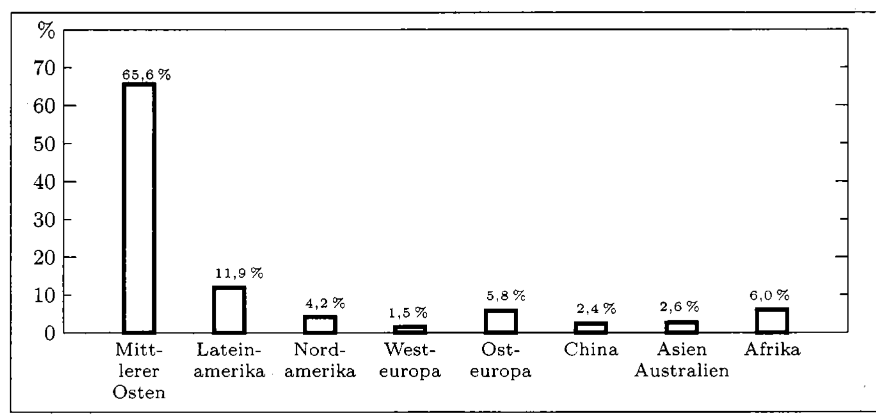
(**5**) Die bestätigten Erdöl- und Erdgasreserven befinden sich in etwa 160 öl- und gashöffigen Becken, von denen es auf der Erde ingesamt rd. 600 gibt. Von den verbleibenden 440 Becken sind 200 kaum oder noch gar nicht auf Erdöl oder Erdgas untersucht worden, in erster Linie, weil sie in sehr schwer zugänglichen Gebieten liegen, vor allem unter dem Meer. Die Geologen sind davon überzeugt, in den 440 noch nicht erschlossenen Becken annähernd 600 Mrd. t Erdöleinheiten an Energie finden zu können, möglicherweise 1/3 Erdgas und 2/3 Erdöl. Hinzu kommen noch die in Ölsänden und Ölschiefern enthaltenen Ölmengen, deren Lage man kennt, für deren Erschließung jedoch wirtschaftliche Techniken noch nicht einsatzbereit sind. Die daraus gewinnbaren Ölmengen werden auf weitere 175 Mrd. t geschätzt.

regionale Verteilung

(**6**) Die Ölreserven sind recht ungleich über den Globus verteilt. Abbildung 3.28 macht das deutlich. Sie zeigt insbesondere auch das starke Gewicht, das der Region des Mittleren Ostens bei einer Beurteilung der Reservesituation zukommt. Die in der jüngeren Vergangenheit neu entdeckten oder entwickelten Vorkommen haben zwar eine gewisse Verschiebung mit sich gebracht, aber die grundsätzliche Lage, nach der 2/3 der nachgewiesenen Ölreserven im Nahen und Mittleren Osten liegen, praktisch nicht verändert.

Zu den neueren *Ölfördergebieten* gehören:

Nordsee:
Die südlich des 62. Breitengrades vorhandenen nachgewiesenen Reserven werden auf etwa 2,5 Mrd. t geschätzt. Das sind rund 2 % der Weltrohölreserven. Diese Mengen verteilen sich zu knapp 2/3 auf den britischen, 1/3 auf den norwegischen sowie zu weiteren kleineren Teilen auf den niederländischen und dänischen Sektor der Nordsee. Die Erwartungen gehen dahin, daß künftig auch nördlich des 62. Breitengrades weitere Funde möglich sind, deren Erschließung allerdings schwierig sein dürfte. Die derzeitige Produktion im Bereich der Nordsee liegt bei 180 Mio. t/a. Für die 90er Jahre wird ein Verharren auf diesem Niveau erwartet. Für die Versorgung Westeuropas und insbesondere Deutschlands hat



regionale Verteilung der Rohölreserven

Abbildung 3.28: Regionale Verteilung der sicheren Rohölreserven, Stand Ende 1990.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, London, June 1991.

die Förderung in der Nordsee in den zurückliegenden Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Die Bundesrepublik Deutschland erhielt 1990 30 % ihrer Rohölversorgung aus der Nordsee.

Alaska:

Die Vorkommen in Alaska werden auf 3 bis 6 Mrd. t geschätzt, von denen jedoch erst ein Teil nachgewiesen wurde. Große Probleme bereitete zunächst der Abtransport des geförderten Rohöls. Beim Bau der Trans-Alaska-Pipeline durch die Gebiete des Permafrosts mußten nicht nur technisch völlig neue Wege beschritten werden, es waren auch erhebliche Widerstände von seiten des Umwelt- und Naturschutzes auszuräumen. Nach Fertigstellung der 1.300 km langen Pipeline zum Verladehafen Valdez werden durch die Trans-Alaska-Pipeline jährlich 60 bis 70 Mio. t Rohöl transportiert.

Mittelamerika:

Für Mexiko wurden vor einigen Jahren Zahlen über die dort vorhandenen Rohölvorkommen genannt, die zwischen 50 und 90 Mrd. t schwankten und damit denen des gesamten Mittleren Ostens entsprachen. Dabei handelt es sich um Vorkommen im Bereich der Halbinsel Yucatan und unter dem vorgelagerten Seegebiet. Es bleibt abzuwarten, wie realistisch diese Zahlen am Ende sein werden. Als nachgewiesene Reserven gelten z.Zt. etwa 7 Mrd. t, d.h. mehr als das Doppelte dessen, was bisher unter der Nordsee nachgewiesen wurde. Die jährliche Rohölförderung Mexikos liegt z.Zt. bei 155 Mio. t.

Südamerika:

Die vor allem in Peru, aber auch in Ecuador und Kolumbien entdeckten Vorkommen sind für die heimische Versorgung dieser Länder von großem Interesse, stellen aber insbesondere wegen der Transportprobleme für die Weltversorgung nur marginale Größenordnungen dar. Anders liegt es bei der Erschließung der seit langem bekannten großen Vorkommen im Orinoko-Gebiet in Venezuela. Hier handelt es sich um besonders schweres Rohöl, dessen Gewinnung und Verarbeitung zwar technische Probleme aufwirft, aber im Rahmen eines internationalen Kooperationsprojektes Fortschritte gemacht hat.

Südostasien:

Hier ist vor allem Malaysia als Ölförderland neu in Erscheinung getreten. Seine nachgewiesenen Reserven liegen bei etwa 0,5 Mrd. t, die Rohölförderung erreicht rund 35 Mio. t/a. Weitere Vorkommen wurden im südchinesischen Meer ermittelt, wobei die Rechte daran unter den Anrainerstaaten umstritten sind.

Afrika:

Hier hat Ägypten seine Exploration und seine Förderung erheblich gesteigert. Die nachgewiesenen Reserven liegen ähnlich wie in Malaysia bei gut 0,5 Mrd. t. Die Förderung konnte auf 50 Mio. t/a gesteigert werden, was fast der Produktion Algeriens entspricht.

China:
Es ist schwer zu sagen, welches Rohölpotential in der Volksrepublik China tatsächlich vorhanden ist, da die Prospektion in weiten Landesteilen noch gar nicht durchgeführt wurde. Die bekannten Reservezahlen für nachgewiesene Vorkommen liegen bei 3,2 Mrd. t. Aufgrund der geologischen Gegebenheiten ist davon auszugehen, daß bei entsprechender Explorationstätigkeit größere Reserven erschlossen werden können. Die derzeitige Förderung liegt bei rund 140 Mio. t.

(**7**) Die Bedeutung dieser neueren Vorkommen liegt vor allem darin, daß die Ölförderung breiter gestreut werden konnte und zu einer tendenziellen Reduzierung der Abhängigkeit von den OPEC-Ländern beigetragen hat. Diese Diversifikationsbemühungen haben jedoch an der Konzentration der Weltölreserven, die zu 2/3 im Nahen und Mittleren Osten liegen, kaum etwas geändert.

Verfügbarkeit der Ölreserven

(**8**) Eine Beurteilung der Verfügbarkeit der Ölreserven sollte sich an vier Kriterien orientieren:

- *Geologische* Verfügbarkeit, d.h.: An welchen Stellen der Erde sind welche Mengen an Erdöl nachgewiesen oder aufgrund der geologischen Verhältnisse zu erwarten?
- *Technische* Verfügbarkeit, d.h.: Welcher Teil davon kann unter Einsatz derzeit bekannter oder noch zu entwickelnder Fördermethoden voraussichtlich gewonnen werden?
- *Wirtschaftliche* Verfügbarkeit, d.h.: Welche der geologisch nachgewiesenen und technisch förderbaren Ölreserven können zu wirtschaftlichen Bedingungen gewonnen werden, die ihren Absatz unter Wettbewerbsbedingungen ermöglichen?
- *Politische* Verfügbarkeit, d.h.: Inwieweit wird eine solche Gewinnung möglicherweise politisch begünstigt oder behindert?

3.4.3 Rohölförderung und Mineralölverbrauch

Rohölförderung

(**1**) Die Weltrohölförderung hat während der 60er Jahre einen steilen Anstieg von 1,1 Mrd. t im Jahr 1960 auf 2,6 Mrd. t im Jahr 1970 erlebt. Ihr Höhepunkt lag nicht – wie man vielleicht erwarten sollte – zur Zeit des Beginns des ersten Ölschocks 1973/1974, wo sie mit 2,9 Mrd. t 10 % über dem 1970 Erreichten lag. Nach einem preisbedingten Rückgang 1975 stieg die Förderung erneut bis zu ihrem bisherigen Kulminationspunkt im Jahr 1979 auf 3,2 Mrd. t an. Nach dem diesmal sehr viel stärkeren Einschnitt in der Weltrohölförderung als Folge der Iran-Revolution wurde dieses Förderniveau annähernd erst wieder im Jahr 1990 erreicht.

Die Tabelle 3.49 zeigt die Entwicklung seit 1972. An den Zahlen sind die rezessionsbedingten Einbrüche 1975 und 1980 deutlich zu erkennen. Der 1980 einsetzende absolute Rückgang führte bis 1983 zu einem Absinken der Weltförderung um ca. 500 Mio. t oder nahezu 15 %.

(**2**) In der gleichen Zeit vollzogen sich erhebliche Veränderungen in den Anteilen, mit denen die einzelnen politischen Staatengruppierungen zur Weltrohölförderung beitragen; auch dies ist aus Tabelle 3.49 ablesbar.

Tabelle 3.49: Entwicklung der Rohölförderung der Welt 1972–1990

Region	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
	......Rohölförderung in Mio. t......								
OPEC-Länder	1.351	1.548	1.538	1.362	1.540	1.565	1.495	1.553	1.359
Westliche Welt	800	821	797	786	791	842	901	962	997
Ostblock	453	503	544	585	623	660	698	712	728
Insgesamt	2.604	2.872	2.879	2.733	2.954	3.067	3.094	3.227	3.084
	......Anteil der Ländergruppen in %......								
OPEC-Länder	51,9	54,1	53,4	49,8	52,1	51,0	48,3	48,1	44,1
Westliche Welt	30,7	28,7	27,7	28,8	26,8	27,5	29,1	29,8	32,3
Ostblock	17,4	17,2	18,9	21,4	21,1	21,5	22,6	22,1	23,6
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Region	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
	......Rohölförderung in Mio. t......									
OPEC-Länder	1 150	977	903	905	842	954	927	1 030	1 135	1 205
Westliche Welt	1 123	1 174	1 223	1 299	1 346	1 343	1 355	1 369	1 344	1 359
Ostblock	631	636	640	636	617	637	645	645	627	585
Insgesamt	2 904	2 787	2 766	2 840	2 805	2 934	2 929	3 044	3 106	3 149
	......Anteil der Ländergruppen in %......									
OPEC-Länder	39,6	35,1	32,7	31,9	30,0	32,5	31,7	33,8	36,5	38,3
Westliche Welt	38,7	42,1	44,2	45,7	48,0	45,8	46,3	45,0	43,3	43,2
Ostblock	21,7	22,8	23,1	22,4	22,0	21,7	22,0	21,2	20,2	18,5
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Rohölförderung 1972–1990

Abbildung 3.29 zeigt die regionale Verteilung der Weltrohölförderung im Jahr 1990. Besonders bemerkenswert ist sowohl der absolute Förderrückgang in den OPEC-Ländern seit 1977 um mehr als 700 Mio. t oder nahezu 50 % als auch der stark rückläufige Anteil der OPEC an der Weltproduktion, der von 54 % auf unter 30 % zurückging.

Dem steht ein Anstieg der Förderung in den übrigen westlichen Ländern im gleichen Zeitraum um etwa 340 Mio. t oder 40 % gegenüber, bzw. ein Anteil an der Weltproduktion, der von 27 % auf zeitweilig 48 %, heute 43 % angewachsen ist. Die Förderung dieser Länder liegt heute sowohl in ihrer absoluten Höhe wie anteilsmäßig erheblich über der der OPEC-Länder.

Die ehemals kommunistischen Länder zeigen dagegen nur leicht ansteigende, inzwischen wieder rückläufige Produktionszahlen, so daß ihr Anteil an der Gesamtförderung unverändert auf der Höhe der ersten Hälfte der 70er Jahre liegt.

(**3**) Auch die Verschiebungen in regionaler Hinsicht sind sehr bemerkenswert; Tabelle 3.50 gibt einen Eindruck davon. Gravierend ist vor allem der Rückgang der Förderregionen des Mittleren Ostens und Afrikas von 42 % auf 36 %, wenngleich bei einer Wertung dieser Zahlen nicht übersehen werden sollte, daß dort die größten Reserven liegen. Bedeutsam ist andererseits der Anstieg Europas und hier vor allem der Nordsee an der Weltölförderung, auch wenn der Anteil dieser Region letztlich nur bei 6 % liegt.

regionale Verteilung Weltrohölförderung

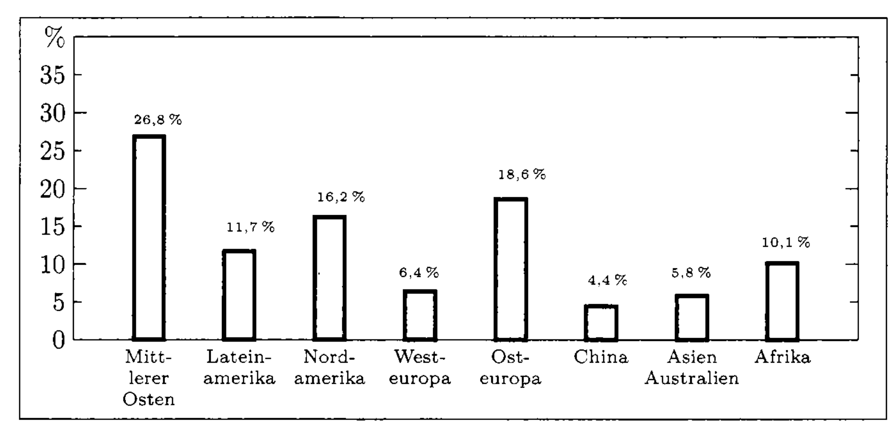


Abbildung 3.29: Regionale Verteilung der Weltrohölförderung, Stand Ende 1990.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, London, June 1991.

(**4**) Die Problematik der Ölversorgung wird deutlich, wenn man die Anteile der einzelnen Regionen der Welt am Mineralölverbrauch (vergleiche Abbildung 3.30), deren Anteilen an der Weltrohölförderung gegenüberstellt.

Weltrohölförderung/ Mineralölverbrauch

Gewinnung und Verbrauch klaffen weit auseinander, wie Tabelle 3.50 zeigt. Größter Defizitbereich ist Westeuropa, gefolgt von Asien (vor allem Japan) und den USA, deren Defizit jedoch in letzter Zeit rückläufig ist. Größte Überschußgebiete sind nach wie vor der Mittlere Osten und Afrika.
(**5**) Das Ergebnis dieser Diskrepanz zwischen Rohölgewinnung und Mineralölverbrauch sind gewaltige Transportströme. Sie haben sich mit der mengenmäßigen Entwicklung des Verbrauchs verstärkt und mit der Entwicklung neuer Förderregionen verschoben. Die Abbildung 3.31 vermittelt einen Eindruck davon. Mineralöl ist das mit weitem Abstand bedeutendste Welthandelsgut.

regionale Verteilung Welt-Erdölverbrauch

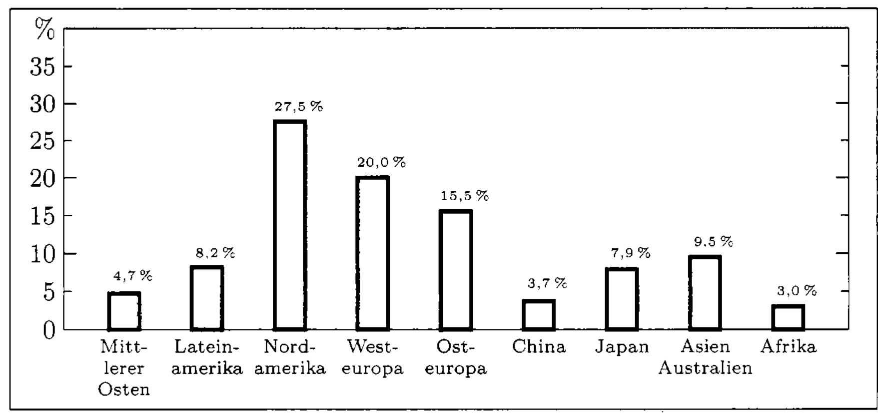
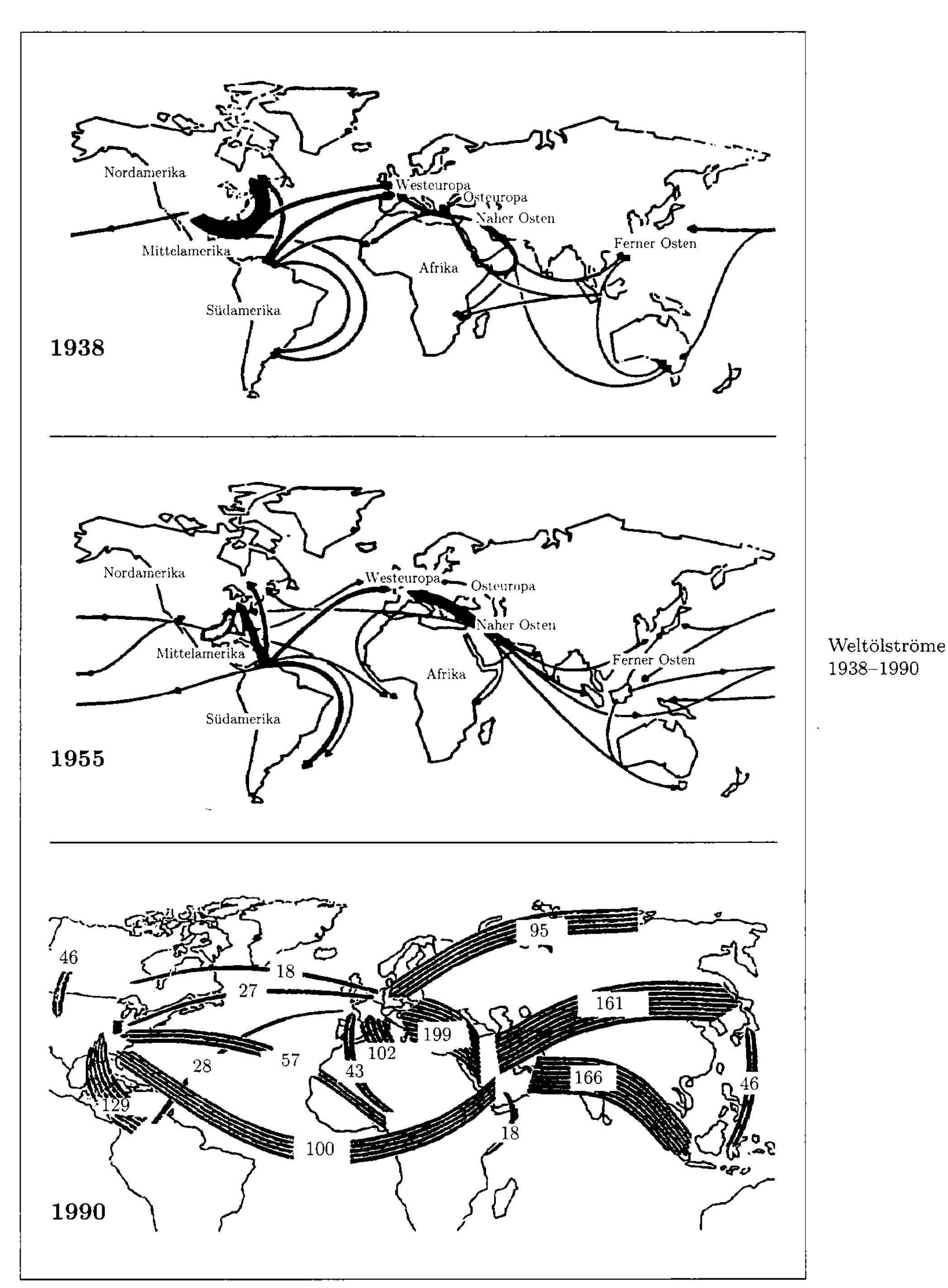


Abbildung 3.30: Regionale Verteilung des Welt-Erdölverbrauchs, Stand Ende 1990.
Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy*, London, June 1991.



Weltölströme 1938–1990

Abbildung 3.31: Entwicklung der Weltölströme, 1938–1990, in Mio. t.

Tabelle 3.50: Rohölförderung und Mineralölverbrauch 1970 und 1990

Rohölförderung/ Mineralölverbrauch

	1970		1990	
	Anteil in % an Welt-			
	Rohöl-förderung	Mineralöl-verbrauch	Rohöl-förderung	Mineralöl-verbrauch
Westeuropa	0,7	26,9	6,4	20,0
Afrika	12,6	1,8	10,1	3,0
Mittlerer Osten	29,7	2,5	26,8	4,7
Nordamerika	25,8	33,6	16,2	27,5
Mittel- u. Südamerika	11,5	6,5	11,7	8,2
Süd- und Ostasien, Australien, Ozeanien	2,9	13,4	5,8	17,4
GUS (UdSSR), Osteuropa, VR China	16,8	15,3	23,0	19,2
	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabelle 3.51: Anteil der Produktgruppen in % des Gesamtverbrauchs in den wichtigsten Industrieregionen im Vergleich 1990 zu 1973

regionaler Anteil der Öl-Produktgruppen

	Benzin		Mitteldestillate		Schweres Heizöl		Sonstige[a]	
	1973	1990	1973	1990	1973	1990	1973	1990
Westeuropa	17,7	25,5	33,3	40,1	36,0	17,7	13,0	16,7
USA	38,2	41,9	24,6	29,4	18,1	8,5	19,1	20,2
Japan	15,9	21,2	18,9	34,6	53,0	26,6	12,2	17,6

[a] Raffineriegase, Leichtbenzin, Schmieröle, Bitumen sowie Eigenverbrauch und Verarbeitungsverluste.

Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy.*

(**6**) Nicht nur der Mineralölverbrauch insgesamt, sondern auch die Aufteilung auf die einzelnen Hauptprodukte hat im Zeitraum seit der ersten Ölkrise im Jahr 1973 erhebliche Veränderungen erfahren; dieses wird aus der Tabelle 3.51 deutlich:

In den USA, wo der Benzinverbrauch schon immer weit höher lag als in den anderen industrialisierten Regionen, ist dessen Anteil noch weiter bis auf 41,9 % gestiegen, während der schon niedrige Anteil des schweren Heizöls noch weiter auf 8,5 % abgesunken ist. In den europäischen Ländern hat vor allem der kräftige Rückgang des Verbrauchs an schwerem Heizöl sowohl in der Industrie als auch zur Stromerzeugung in Kraftwerken zu einer Verlagerung der Anteile geführt. Bei den Kraftwerken wirkt sich das Vordringen der Kernenergie in den Grundlastbereich aus.

Noch gravierender waren die Veränderungen in Japan, wo das schwere Heizöl 1973 mit 53 % den sonst nirgends zu verzeichnenden höchsten Anteil am gesamten Mineralölverbrauch aufwies. Hier hat der Rückgang auf 26,6 % seinen Niederschlag vor allem im Anstieg des Verbrauchs an Mitteldestillaten gefunden. Der Anteil des Benzinverbrauchs liegt dagegen nach wie vor vergleichsweise niedrig.

3.4.4 Verfügung über das Rohöl

Ölgesellschaften:
Ein Jahrhundert der Geschichte der Weltmineralölwirtschaft war dadurch gekennzeichnet, daß Mineralölgesellschaften, einzeln oder in Gruppen, in ölreichen Ländern Prospektionen durchführten und von deren Regierungen Konzessionen zur Exploration und zur Förderung von Rohöl erwarben. Für jede Tonne geförderten und exportierten Rohöls wurden Abgaben gezahlt und zwar in Form von *Royalties* und von *Steuern*. Das geförderte Rohöl befand sich damit im Eigentum und in der Verfügungsgewalt der jeweiligen Mineralölgesellschaften. Eine Ausnahme bildete der Iran, wo 1951 die im Eigentum der *Anglo-Iranian-Oil Company* befindlichen Rohölvorkommen enteignet worden waren, aber dennoch 1954 dem Iran-Konsortium zur Nutzung überlassen wurden. Gewisse Aktivitäten in anderen Förderländern während der 60er Jahre veränderten dieses Bild zunächst nur wenig.

Abgaben auf Rohöl

Förderländer:
Ein grundlegender Wandel der Situation wurde Anfang der 70er Jahre durch die Abkommen von Teheran und Tripolis eingeleitet, die zwischen einer Gruppe von Ölgesellschaften und einigen wichtigen Ölförderländern abgeschlossen wurden. Insbesondere das am 20. Dezember 1972 in New York vereinbarte Rahmenabkommen zwischen fünf Anrainerstaaten des Persisch-Arabischen Golfs sowie den auf deren Territorien und Off-Shore-Gebieten tätigen Mineralölgesellschaften schien eine neue Ära unter dem Leitwort *Participation* zu eröffnen.

Den beteiligten Ländern wurde ab dem 1. Januar 1973 eine 25 %ige Beteiligung an der Rohölförderung der Ölgesellschaften sowie an allen Lager- und Verladeeinrichtungen, vor allem aber an allen Rohöl- und Erdgasfördereinrichtungen eingeräumt. Diese Beteiligung sollte bis Anfang 1982 bis auf 51 %, also bis auf die Majorität, ausgeweitet werden.

Ferner wurden die Rohölbezüge der Ölgesellschaften aus dem nunmehr anwachsenden Anteil der Länder an der Gesamtförderung geregelt.

Man erwartete von diesen Vereinbarungen vor allem einen reibungslosen und kontinuierlichen Übergang der Verfügung über das Rohöl von den Ölgesellschaften auf die Förderländer, und zwar innerhalb eines Zeitraumes, der geeignet gewesen wäre, notwendigerweise auftretende Friktionen ohne größere Schäden auszuräumen.

Yom-Kippur-Krieg:
Tatsächlich verlief die Entwicklung jedoch völlig anders. Anfang Oktober 1973 begannen die kriegerischen Auseinandersetzungen zwischen den arabischen Ländern und Israel, in deren Verlauf zum ersten Mal der Versuch gemacht wurde, das Rohöl der arabischen Welt als Waffe gegen einige der Industrieländer zu verwenden. Dieser Krieg war gewiß nicht die Ursache, aber das auslösende Moment und der geeignete Zeitpunkt, einen weit über eine *Participation* hinausgehenden grundlegenden Wandel einzuleiten und

Rohöl als Waffe

auch durchzusetzen. Insbesondere das wachsende Selbstbewußtsein dieser Länder, ihre stärker werdenden finanziellen Möglichkeiten und schließlich auch ihre zunehmenden politischen Ambitionen ließen eine Veränderung der Weltmineralölwirtschaft unausweichlich erscheinen.

Aktive OPEC:
Herbeigeführt wurde diese neue Lage durch einseitige politische Willensakte der Regierungen der Nahost-OPEC-Mitgliedsländer. Eine Welle der Enteignungen von Mineralölgesellschaften setzte ein, die binnen weniger Jahre zu einer grundlegenden Veränderung der Souveränität über alle mit der Ölförderung im Zusammenhang stehenden Fragen führte. Inzwischen sehen die Eigentumsverhältnisse verglichen mit denen des Jahres 1970 in etwa wie folgt aus:

	1970 %	heute %
Internationale Ölgesellschaften	61	15
Andere private Ölgesellschaften	33	10
Gesellschaften der Förderländer	6	75

Investitionen:
Aus dieser veränderten Situation ergibt sich die Frage, ob die erforderlichen Investitionen in der Exploration und der Förderung in dem für die zukünftige Versorgungssicherheit notwendigen Ausmaß gewährleistet sind. Auch der Stand der technologischen Kenntnisse und Möglichkeiten spielt hierbei eine herausragende Rolle. Inzwischen ist durch diverse Konsortialabkommen zwischen OPEC-Förderländern und deren nationalen Organisationen sowie den Konsortien der internationalen Mineralölgesellschaften weitgehend sichergestellt, daß die notwendigen Investitionen zur Erhaltung der Förderfähigkeit sowie der Einsatz der jeweils modernsten Technologien erfolgen.

3.4.5 Die OPEC und der erste Ölschock

OPEC-Gründung:
Die OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*) wurde 1960 in Bagdad gegründet und hat ihren Sitz in Wien. Ihr gehören inzwischen die folgenden Staaten als Mitglieder an: Algerien, die Vereinigten Arabischen Emirate, Ecuador, Gabun, Indonesien, Irak, Iran, Katar, Kuwait, Libyen, Nigeria, Saudi-Arabien und Venezuela[55].

Gründung der OPEC

Startphase:
Das erste Jahrzehnt des Bestehens der OPEC war nicht durch spektakuläre Ereignisse gekennzeichnet. Es erweiterte sich die Zahl ihrer Mitglieder und es gelang, zwischen den sehr heterogenen Mitgliedsstaaten die Einsicht zu festigen, daß gemeinsame Interessen vorhanden sind, die gemeinsam wahrgenommen werden sollten. Dennoch wurde die OPEC seitens ihrer Mitglie-

der weder bei den Verhandlungen über eine *Participation* einbezogen, noch hatte sie später Einfluß bei den Enteignungen.

Eskalation:
Die inzwischen gewonnene Stärke der OPEC dokumentierte sich erstmals im Zusammenhang mit dem am 6. Oktober 1973 begonnenen Yom-Kippur-Krieg. Er war das auslösende Moment für die einsetzenden Aktionen der OPEC-Länder.

Die wesentlichen Ursachen für die bereits vorher bestehende Labilität der Lage, in die hinein die OPEC-Aktionen wirkten, waren:

- das rasche Anwachsen des Weltenergieverbrauchs (1960–1973 um jährlich über 5 %) und vor allem das exponentiale Wachstum des Verbrauchs an Mineralöl (1960–1973 um jährlich über 8 %);
- die verfehlte Energiepolitik der USA, die zu einer immer stärker wachsenden Abhängigkeit dieses einst selbst ölreichen Landes von Ölimporten führte;
- die fast ausschließliche Versorgung Westeuropas und Japans durch Ölimporte aus den OPEC-Ländern, was bei dem zunehmenden Ölanteil am Energieverbrauch zu einer steigenden Abhängigkeit führte;
- das durch diese Entwicklung bis auf 1,3 Mrd. t anwachsende Rohöldefizit Westeuropas, Japans und der USA;
- das andererseits sich ausbreitende Bewußtsein der Endlichkeit der Ressourcen, das auch die Ölländer zu Überlegungen veranlaßte, wie lange ihre Reserven bei den bisherigen Steigerungsraten des Verbrauchs noch reichen würden;
- schließlich eine Kette politischer Konfrontationen mit den Ölförderländern, die deren Solidarisierung begünstigte.

Öl als Waffe:
Dem Ausbruch des Yom-Kippur-Krieges folgte über Monate hinweg eine

[55] An der OPEC-Rohölförderung im Jahr 1990 waren die einzelnen Mitglieder mit folgenden Anteilen beteiligt:

Algerien	4,5 %
Vereinigte Arabische Emirate einschl. Neutrale Zone	10,3 %
Ecuador	1,1 %
Gabun	1,0 %
Indonesien	6,1 %
Irak	8,1 %
Iran	12,9 %
Katar	1,8 %
Kuwait	4,4 %
Libyen	5,4 %
Nigeria	7,4 %
Saudi-Arabien	27,1 %
Venezuela	9,9 %

Auf Saudi-Arabien und die Vereinigten Arabischen Emirate entfallen mehr als ein Drittel der OPEC-Förderung, auf die Anrainer-Staaten des Persisch-Arabischen Golfs 65 %.

ganze Reihe von gegen die Verbraucherländer gerichteten Maßnahmen. Erstmals tauchte dabei auch das Ziel auf, das »Öl als Waffe« einzusetzen, wenngleich der Ausdruck nicht zur Parole wurde.

Es begannen Enteignungen der Ölgesellschaften, zunächst im Irak, später auch in den anderen OPEC-Ländern. Es wurden Förderkürzungen beschlossen, die jedoch im wesentlichen nur von Saudi-Arabien, Kuwait, den Vereinigten Arabischen Emiraten und Libyen eingehalten wurden, nicht dagegen von Iran, Irak, Nigeria und Venezuela. Die Gesamtförderung lag im Oktober 1974 höher als sie im September 1973 gelegen hatte.

Es wurden Lieferboykotte ausgesprochen gegenüber den Niederlanden, Portugal, den USA und Südafrika und auch Differenzierungen bei der Belieferung anderer Länder vorgenommen. Davon blieb einzig der Boykott der Niederlande offiziell bis Juli 1974 bestehen.

Nicht zuletzt wurden die Preise durch einseitige Fixierungen im Gegensatz zu bisherigen Vereinbarungen mehrfach kräftig erhöht.

Ölpreisschock:
Als Ergebnis zeichnete sich eine Situation ab, die mit den vorher bestehenden Bedingungen nicht mehr vergleichbar war. Den westlichen Industrieländern war durch die Gefährdung ihrer wichtigsten Energiequelle – das Öl deckte in den einzelnen Ländern zwischen 40 % und 90 % ihres Energieverbrauchs – ein schwerer Schock verpaßt worden. Die Preiserhöhungen wirkten sich bei abschwächender Konjunktur verheerend aus und verstärkten die negative Entwicklung. Es entstand die Frage des Recycling der abgeflossenen *Petrodollars*, wenngleich sich diese Ungleichgewichte nach relativ kurzer Zeit wieder einpendelten.

Verfügungsgewalt der OPEC

Vor allem war es völlig neu, daß jegliche Verfügungsgewalt über das Öl in den wichtigsten Forderländern sowohl hinsichtlich der Mengen als auch der Preise abrupt verloren gegangen war und nun in den Händen der Regierungen der OPEC-Länder lag.

Es war zwar stets genügend Öl verfügbar gewesen und dank der Flexibilität der internationalen Ölgesellschaften war es nicht zu gravierenden Versorgungsstörungen gekommen, doch man hatte hart am Rande solcher Störungen gestanden, ohne daß für einen solchen Fall ein Krisenmanagement vorhanden gewesen wäre.

Besonders schwer getroffen wurden die Länder der Dritten Welt, d.h. die bevölkerungsreichen und rohstoffarmen Länder vornehmlich auf der südlichen Halbkugel. Die Mehrkosten für deren Rohölimporte waren aus ihren begrenzten Devisenerlösen nicht mehr zu finanzieren und zahlreiche langfristig angelegte Entwicklungspläne mußten mit erheblichen negativen Langzeitwirkungen unterbrochen werden.

3.4.6 IEA, Krisenmechanismus und Vorratshaltung

IEA-Gründung:
Die IEA (International Energy Agency) wurde als Reaktion der Indu-

strieländer auf das Verhalten der 0PEC-Länder im Anschluß an die erste Ölpreis-Eskalation Anfang 1974 konzipiert. Organisatorisch wurde sie in enger Anlehnung an die OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) angebunden und hat wie diese ihren Sitz in Paris. Der IEA gehörten von Anbeginn sämtliche Mitgliedsländer der OECD mit Ausnahme Frankreichs an. Frankreich ist zusammen mit Finnland der IEA im Frühjahr 1991 beigetreten.

Gründung der IEA

IEP:

Das »International Energy Programme«, die inhaltliche Aufgabenstellung der IEA, sieht 4 Aufgabenbereiche vor:

- Einrichtung eines Krisenmechanismus,
- Schaffung eines Informationssystems,
- Herbeiführung einer langfristigen Zusammenarbeit ihrer Mitgliedsländer im Bereich der Energievorsorge,
- Ausbau der Beziehungen zu den Förderländern und zu anderen Verbraucherländern, (insbesondere in der Dritten Welt).

Krisenmechanismus:

Der Krisenmechanismus soll dazu dienen, die Auswirkungen von Ölkrisen für die Mitgliedsländer wirkungsvoll aufzufangen und einen Ausgleich der Versorgungsströme herbeizuführen. Das hierzu entwickelte Krisenmanagement hat zur Einrichtung korrespondierender nationaler Organisationen geführt, in denen die Regierungen und die Mineralölwirtschaft des jeweiligen Landes zusammenarbeiten (National Emergency Sharing Organization/NESO).

Der Krisenmechanismus wird nach den Statuten der IEA ausgelöst, sobald für ein Land ein Lieferausfall von mindestens 7 % der Normalversorgung eintritt. Trotz mehrerer Ölkrisen ist der den Krisenmechanismus in Gang setzende »Trigger« bisher nie in Gang gesetzt worden. Dies galt auch für die Situation nach der Invasion Kuwaits durch den Irak, nachdem die UNO ein Ausfuhrembargo für irakisch/kuwaitische Öllieferungen verhängt hatte, wodurch automatisch 4,5 Mio. Barrel pro Tag oder 8 % der Weltölförderung aus dem Markt genommen wurden. Da dieser Ausfall durch Mehrlieferungen anderer OPEC- und Nicht-OPEC-Lieferländer ausgeglichen wurde, bestand für die Auslösung des Krisenmechanismus kein Anlaß.

Krisenmechanismus bei Lieferausfall

Auch wenn bisher keine Gelegenheit gegeben war, die Funktionsfähigkeit des Krisenmechanismus im Ernstfall unter Beweis zu stellen, wird das *Sharing-Verfahren* in regelmäßigen Abständen unter Beteiligung sämtlicher Länder in Testläufen durchgespielt.

Bevorratung:

Einen traditionellen Sicherheitsfaktor für Marktstörungen unterhalb einer internationalen Mengenkrise stellen die in den westlichen Industrieländern

angelegten Pflichtvorräte an Mineralöl (Rohöl und Produkte) dar. Zur Erhaltung dieser Vorräte haben sich die Mitgliedsländer der OECD durch Abkommen verpflichtet. Das Erdölbevorratungsgesetz der Bundesrepublik Deutschland geht auf das Jahr 1965 zurück und ist in der Zwischenzeit mehrfach novelliert worden. Es bestimmt den Umfang der Bevorratung bei Raffineriegesellschaften und Ölhandelsgesellschaften sowie einer Gemeinschafteinrichtung, dem Erdölbevorratungsverband, in dessen Verantwortungsbereich der größte Teil der Pflichtvorräte verwaltet wird.

Erdölbevorratungsgesetz

Als Beispiel für die Größenordnung und die Reichweite sind die in Deutschland bei den Mineralölgesellschaften, beim Erdölbevorratungsverband sowie in der Bundesrohölreserve gehaltenen Bestände an Rohöl und Produkten im Verlauf der letzten Jahre in Tabelle 3.52 aufgeführt[56].

Tabelle 3.52: Erdölbestände in Deutschland (alte Bundesländer)

Erdölbestände in Deutschland 1978–90

Jahr	Bestände am Jahresende Mio. t	Inlands-Absatz Mio. t	Bestände des Inlandsabsatzes %
1978	35,9	129,5	27,7
1980	46,8	117,9	39,7
1983	36,7	100,4	36,6
1985	34,2	103,0	33,2
1986	36,2	109,4	33,1
1987	38,4	105,7	36,3
1989	40.0	99.0	40,4
1990	38,5	104,0	37,0

Quelle: Erdölbevorratungsverband.

3.4.7 OPEC II – IV

Versiegen des Petrodollar-Stroms:
Eine vierjährige Ruhepause an der Ölpreisfront stand nach der ersten Ölpreiseskalation von 1973/74 – OPEC I – auf der Haben-Seite der Weltwirtschaftsbilanz. Die westlichen Industrieländer haben diese Verschnaufpause im Sinne zukunftsweisender Anpassungen an grundlegende Veränderungen der Welt-Energierohstoffmärkte alles in allem nur begrenzt genutzt. Da der Rohölpreis auf dem erhöhten Niveau stagnierte, erreichte die Ölnachfrage nach einem vorübergehenden Einbruch in der gesamten westlichen Welt und auch in Deutschland im Jahr 1979 wieder die Größenordnung des letzten Vorkrisenjahres 1973, zumal der permanente Dollarkursverfall in jenen Jahren die deutsche Ölimportrechnung auf DM-Basis sogar wieder verbilligte.

[56] Die IEA gab die in den OECD-Ländern insgesamt während der Irak/Kuwait-Krise im Herbst 1990 vorhandenen Bestände mit 450 Mio. t an, was einem Verbrauch von rund 110 Tagen entsprechen würde. Diese Reservehöhe wurde als ausreichend zur Überbrückung eines Ausfalls größerer Liefermengen angesehen.

Aus der Sicht der OPEC war diese relative Stabilität an der Ölpreisfront eher mit negativen Vorzeichen versehen. Wer sich im Frühjahr 1978 in den Anliegerstaaten des Persisch-Arabischen Golfs umsah, konnte sich eines unguten Gefühls nicht erwehren. Der erste große Petrodollar-Strom in diese Region hinein schien zu versiegen. 1978 waren die Öleinnahmen der OPEC das erste Mal seit vier Jahren gegenüber dem Vorjahr (von 123 Mrd. US-$ auf 114 Mrd. US-$) gesunken. Der Leistungsbilanz-Überschuß der OPEC, der 1974 auf fast 70 Mrd. US-$ hochgeschnellt war und den gesamten OECD-Raum massiv ins Minus gebracht hatte, war nach rückläufiger Tendenz in den Folgejahren 1978 total aufgezehrt. In den Vereinigten Arabischen Emiraten konnte man weite Betonwüsten von nicht zu Ende gebrachten Hochbauten sehen. Wer an der Küste des Scheichtums Oman auf die Straße von Hormuz blickte und zunächst der Illusion eines regen Tankerverkehrs verfiel, merkte sehr bald, daß Schiffseinheiten mangels Beschäftigung reihenweise auf Reede lagen. Deutsche Kaufleute waren mit Vorwürfen ihrer arabischen Partner konfrontiert, durch die angeblich galoppierende Inflation in Deutschland seien die gestiegenen Öleinnahmen für den Einkauf deutscher Waren praktisch wieder zunichte gemacht worden.

Ölpreisstabilität

Die Araber waren hier einer Illusion erlegen, die tatsächlich aus dem Dollarkursverfall herrührte, der für sie trotz stabiler Dollar-Rohölpreise zu reduzierter Kaufkraft im DM-Währungsraum führte. Die Erwartungshaltung nach einer Erneuerung des »Petrodollar-Segens« war demnach auf Seiten der OPEC ausgeprägt und entsprach durchaus der währungspolitischen Situation, die sich einerseits im vollständigen Wegschmelzen der langjährigen Leistungsbilanzüberschüsse des OPEC-Raums und andererseits in einem erstmals seit 1974 wieder deutlichen Leistungsbilanzüberschuß der westlichen Industrieländer in ihrer Gesamtheit (OECD-Raum) manifestierte.

Was dann anschließend auf dem Weltölmarkt tatsächlich geschah, sprengte die Grenzen selbst phantastischer Vorstellungen. Das für die Folgewirkungen entscheidende Datum war der 1. Februar 1979, die Landung des aus dem Pariser Exil heimkehrenden Ayatollah Khomeini in Teheran. Die mit diesem Ereignis in eine entscheidende Phase gelangte Iran-Revolution markiert den eigentlichen Umbruch, der seither an den Weltenergie-Rohstoffmärkten eingetreten ist.

Zweiter Preisschock:
Das Beunruhigende an den politischen Ereignissen im Iran bestand darin, daß das Land bis dahin eher zu den politisch gefestigten, am Ausbau der Ölindustrie nachhaltig interessierten Staaten gerechnet werden konnte. Es hatte sich zu einem der wichtigsten Handelspartner der westlichen Industrieländer entwickelt und galt als ein die Versorgungssicherheit mitbestimmender Öllieferant.

Diese Einschätzung hatte sich nun als falsch erwiesen. An die Stelle der Stabilität war eine tiefe Unsicherheit getreten. Bemerkenswert an den die Krise OPEC II auslösenden Vorgängen war zunächst die marginale Größenordnung des zudem zeitlich limitierten Ausfalls iranischer Öllieferungen, der

Ausfall iranischer Öllieferungen

als Ausdruck des neuen revolutionären Herrschaftswillens verfügt wurde. Die Unterbrechung der iranischen Öllieferungen dauerte von Dezember 1978 bis Februar 1979 und führte im Maximum nur zu einem 5 %igen Lieferausfall, gemessen am gesamten westlichen Ölbedarf. Damit wurde die im Krisenmechanismus der IEA zugrunde gelegte Ausfallmenge von 7 % deutlich unterschritten.

Hat es demnach im Gefolge der Iran-Revolution eine Versorgungskrise in mengenmäßiger Hinsicht nicht gegeben, so deklarierten die OPEC-Ministerrunden in schneller Aufeinanderfolge Erhöhungen der Kontraktpreise für OPEC-Rohöle von 13 US-$/b (1978) auf 34 US-$/b (1981), wobei am freien Spotmarkt Größenordnungen bis zu 44 US-$/b erreicht wurden. Dabei war die Verunsicherung der Märkte, die diese Verdreifachung des Preises des wichtigsten Rohstoffes der Weltwirtschaft innerhalb kurzer Frist herbeiführte, in eine Phase weltpolitischer Spannung eingebunden.

Fand die schwache Amtsführung des US-amerikanischen Präsidenten Carter 1974 bis 1980 in einem Absinken des Dollarkurses von jahresdurchschnittlich 2,60 DM auf 1,80 DM im selben Zeitraum ihren Ausdruck, eskalierte die Verunsicherung infolge der Geiselnahme US-amerikanischer Staatsbürger in Teheran im November 1979, die erst nach 444 Tagen im Januar 1981 zu Ende ging. Der Barometerstand weltweiter Verunsicherung und des allgemein bestehenden Gefährdungsbewußtseins war u.a. auch in den hektischen Sprüngen des Goldpreises abzulesen, der nach einem traditionellen Niveau von 100 US-$ je Unze Feingold Anfang der 70er Jahre nach kontinuierlichem Anstieg im Jahr 1979 auf über 300 US-$ je Unze geklettert war und im Jahresdurchschnitt 1980 den bisherigen Höchststand von 608 US-$ je Unze erreichte: ein Krankheitssymptom überhitzter Weltwirtschaft, das die bekannten negativen Folgewirkungen in Form von Firmen- und Bankenzusammenbrüchen hatte.

Zahlungsbilanz-Ungleichgewichte:
Die mit der Iran-induzierten Ölpreiseskalation der OPEC-Förderländer unmittelbar verbundenen Umleitungen der weltwirtschaftlichen Geldströme erreichten bisher nicht dagewesene Dimensionen. Der Anstieg der Öleinnahmen der OPEC von 114 Mrd. US-$ im Jahr 1978 über knapp 200 Mrd. US-$ 1979 auf fast 300 Mrd. US-$ 1980 ging mit einem Anschwellen des OPEC-Leistungsbilanzüberschusses auf über 100 Mrd. US-$ im Jahr 1980 einher.

OPEC-Rekorddefizit

Entsprechend sackten die OECD-Länder in ein Rekorddefizit ihrer gemeinsamen Leistungsbilanzen von 70 Mrd. US-$ im Jahr 1980 ab, und selbst die traditionell leistungsstarke Bundesrepublik Deutschland verharrte über drei Jahre hinweg von 1979 bis 1981 in einer Minusposition.

Die rezessiven Folgen für die weltweite Wirtschaftsentwicklung ließen nicht auf sich warten und führten sehr schnell zu einem starken Anstieg der Arbeitslosigkeit in den westlichen Industrieländern (auf 30 Mio. Arbeitslose) und zu einer gigantischen Verschuldung der Entwicklungsländer, die schließlich eine Größenordnung von über 1 000 Mrd. US-$ erreichte.

Durch die damit einhergehenden Verwerfungen in den internationalen Zahlungsströmen wurde die Funktionsfähigkeit der Weltwährungsordnung auf eine harte Probe gestellt. Die extremen Rohölpreisausschläge in Dollar-Währung waren stets mit heftigen Wechselkursveränderungen der wichtigsten Nicht-Dollar-Währungen, insbesondere des DM/Dollar-Wechselkurses, verbunden. So war der Fünfjahreszeitraum 1980/85, der der zweiten Rohölpreiseskalation folgte, von einem 90 %igen Anstieg des Dollarkurses und damit von einem zusätzlichen extremen Verteuerungseffekt für die Importe begleitet. Die entsprechenden Währungsvorteile im Exportgeschäft führten zu Rekord-Überschüssen in der deutschen Außenhandelsbilanz.

Rohölpreis-Baisse

Umgekehrt war die anschließende Rohölpreis-Baisse in eine zwei Jahre von Februar 1985 bis Februar 1987 währende Dollar-Abwertung bzw. DM-Aufwertung eingebettet, die den DM/Dollar-Wechselkurs wieder um 90 % auf den Stand von 1980 zurückfallen ließ. Angesichts dieser außerordentlichen Währungsrisiken in der Kalkulation von Außenhandelsgeschäften, die aus den erratischen Schwankungen der westlichen Leitwährung resultierten, wird das generelle Gefährdungspotential für den Welthandel und damit für eine gedeihliche weltwirtschaftliche Entwicklung deutlich.

Nachfragerückgang:
Als Folge dieser Entwicklung ging der Ölverbrauch weltweit zwischen 1979 und 1983 um 11 % oder 333 Mio. t zurück. In Westeuropa betrug der Rückgang 20 %, in den USA 19 %, in Japan 22 %. In den anderen Teilen der Welt verlangsamte sich der Anstieg wesentlich.

Mit dem Rückgang der Weltölnachfrage setzte gleichzeitig eine Umschichtung in der Förderentwicklung der wichtigsten Förderregionen der Welt ein. Diejenigen Länder, die in der Zwischenphase von OPEC I bis OPEC II noch erhebliche Zuwächse ihrer Förderung und ihres Absatzes erreichen konnten, mußten nun die größten Fördereinbußen hinnehmen (s. Tabelle 3.53). Saudi-Arabien, das seine Förderung von 1973 bis 1979 um 28 % ausgeweitet hatte, mußte sie im folgenden Jahrzehnt von 1979 bis 1990 wieder um 30 % zurücknehmen; beim Irak folgte einer Förderausweitung 1973 bis 1979 um 72 % ein Rückgang im folgenden Jahrzehnt um 42 %.

Völlig losgelöst von dieser wechselhaften Entwicklung innerhalb der OPEC verlief die Rohölförderentwicklung in den »neuen« Fördergebieten außerhalb des OPEC-Raumes; dies betrifft insbesondere die dynamische Förderentwicklung in den seit Anfang der 70er Jahre erschlossenen Ölfeldern der Nordsee sowie in Mexiko. Die prozentuale Veränderung der Rohölförderung in den beiden Perioden 1973 bis 1979 und 1979 bis 1990 ist in der Tabelle 3.53 zusammengestellt. Insgesamt gesehen hat die Entwicklung seit 1973 dazu geführt, daß die Position der OPEC laufend geschwächt wurde. Ihr Anteil der Weltrohölförderung reduzierte sich, wie Tabelle 3.55 zeigt, von 54 % im Jahr 1973 auf 38 % im Jahr 1990, nachdem 1985 sogar ein Tiefpunkt des Anteils von 30 % erreicht worden war. Der Weltrohölhandel, der früher fast völlig auf OPEC-Öl basierte, wird inzwischen zu einem Drittel von Nicht-OPEC-Rohölen bestritten. Andererseits zeigen sich in den

Tabelle 3.53: Veränderung der Rohölförderung in verschiedenen Ländern bzw. Regionen

zeitliche Veränderung der Rohölförderung

Region	1973–1979	1979–1990
Saudi-Arabien	+ 28	– 30
Irak	+ 72	– 42
Algerien	+ 15	– 6
Nigeria	+ 14	– 22
Abu Dhabi	+ 11	+ 24
Libyen	– 4	– 36
Venezuela	– 30	– 5
Iran	– 46	– 2
OPEC insgesamt	+ 0	– 22
Nordsee		– 86
Mexiko	–199	+ 80
Ägypten	+103	+ 72

letzten Jahren die Folgen wachsender Raffineriekapazitäten in einer Reihe von OPEC-Ländern. Deren Anteil am Weltproduktenhandel ist auf rd. 40 % gestiegen.

Bumerang-Effekt:
War die abrupte Antwort der Weltwirtschaft auf die Rohölpreiseskalation nach OPEC II zunächst ähnlich wie nach OPEC I ein deutlicher Nachfragerückgang gewesen und hatte sich das alte Angebot/Nachfrage-Gleichgewicht kurz vor Ausbruch der zweiten Ölpreiskrise wieder eingependelt, so hat sich der Öl- und Energieverbrauchseinbruch nach OPEC II als Dauerzustand erwiesen. Und dies mit allen kontraktiven Strukturfolgen für die vor- und nachgelagerten Wirtschaftssektoren, die traditionell den Wachstumsrhythmus industrieller Volkswirtschaften bestimmen. Der Nachfragerückgang griff über die Mineralölindustrie hinaus auch auf die übrigen Energiemärkte und nach dem Schiffbau und der Werftindustrie schließlich auch auf den Stahlsektor über.

Energiesparprozeß

Da der Energiesparprozeß in allen Energieverbrauchssektoren inzwischen eine investive Eigendynamik entwickelt hat, kann zumindest für die marktwirtschaftlich orientierten Industrieländer auch in langfristiger Perspektive von einem irreversiblen Prozeß stagnierender bis rückläufiger Öl- und Energienachfrage gesprochen werden: Die Industrieländer des OECD-Raumes haben nach zweimaligem Anlauf die Lektion des notwendigen Energiesparens gelernt.

In bezug auf den Auslöser der Öl- und Energiepreiseskalation war die Marktreaktion nicht minder empfindlich. Ihre Tiefenwirkung entsprach der Härte, mit der die OPEC die Marktkräfte herausgefordert hatte. Dem Pendelausschlag der Verdreifachung des Rohölpreises von 13 auf 40 US-$/b nach

Tabelle 3.54: Rohölversorgung Deutschlands nach Herkunftsgebieten

	1973		1979		1990	
	Mio.t	%	Mio.t	%	Mio.t	%
Rohölversorgung insges.	117,1	100	112,1	100	75,5	100
Aus dem EG-Raum	7,0	6,0	20,1	17,9	15,1	20,0
Davon Nordsee	0,4	0,3	15,3	13,7	15,0	19,9
Aus OPEC-Ländern	106,5	90,9	86,6	77,3	36,2	47,9
Davon Mittlerer Osten	54,5	46,5	43,6	38,9	16,6	22,0
Saudi-Arabien	25,3	21,6	17,9	16,0	6,0	7,9
Vereinigte arabische Emirate	7,9	6,7	7,6	6,8	0,7	0,9
Kuwait	4,3	3,7	2,7	2,4	0,3	0,4
Iran	14,1	12,1	11,5	10,3	2,7	3,6
Irak	1,6	1,4	2,2	2,0	0,2	0,3
Davon Afrika	50,8	43,3	43,0	38,4	23,0	30,5
Libyen	25,6	21,9	17,3	15,4	11,5	15,2
Algerien	13,6	11,6	9,7	8,7	3,5	4,6
Nigeria	10,2	8,8	14,5	12,9	6,1	8,1
Davon Venezuela	2,2	2,3	1,4	1,3	4,6	6,0
Aus Ostblockländern	2,7	2,3	3,6	3,2	5,3	7,0

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband.

Rohölversorgung Deutschlands

der Iran-Revolution folgte der Rückschlag einer Halbierung der OPEC-Ölförderung von über 30 auf 16 Mio. b/d.

Dieser »Bumerang-Effekt« erwies sich für die OPEC als um so nachhaltiger, als er nicht nur im Minderabsatz für zu teuer gewordenes OPEC-Öl bestand, sondern gleichzeitig unter dem Schutzschild des hohen OPEC-Preises neue Ressourcen außerhalb des OPEC-Raumes in den Bereich wirtschaftlicher Abbaubarkeit gehoben wurden, die das so entstandene strukturelle Überangebot noch erhöhten. Die OPEC hatte mit ihrer Preispolitik Einnahmenmaximierung beabsichtigt und auch kurzfristig mit fast 300 Mrd. US-$ im Jahr 1980 erreicht, aber zugleich auf Dauer Konkurrenzangebot an den Markt gelockt, das zusammen mit dem dauerhaften Nachfrageeinbruch ihren vorher gegebenen Aktionsspielraum wieder zunichte machen sollte.

In den Preis-Haussen OPEC I und II war der Keim für die Rohölpreis-Baisse OPEC III bereits angelegt, die 1986 nicht nur die Einnahmen des Ölförderkartells auf ein Viertel der 1980 erreichten Größenordnung herunterdrückte und sich in einem Rekord-Leistungsbilanzdefizit dieser einst superreichen Ländergruppe von 50 Mrd. US-$ im selben Jahr niederschlug. Als weltwirtschaftlich gravierender sollten sich die dadurch ausgelösten Investitionseinbrüche und Desinvestitionsprozesse in der Rohstofferschließung, in allen Energiesektoren sowie in den ihnen vor- und nachgelagerten Industrien und Wirtschaftsbereichen erweisen. Damit hatte der Verfall der Weltrohölpreise 1985/86 in der Phase OPEC III ähnlich starke negative

Veränderung der Bedeutung der OPEC

Tabelle 3.55: Prozentuale Veränderung des Gewichts der OPEC

	OPEC-Anteil an:				Struktur des OPEC-Handels	
		Welt-				
	Rohöl-prod.	Ölhandel Rohöl u. Produkte	Rohöl-handel	Produkten-handel	Rohöl	Produkte
	%	%	%	%	%	%
1973	54,1	86,1	96,1	35,2	93,3	6,7
1974	53,4	88,8	98,8	35,9	93,6	6,4
1975	49,8	83,4	92,5	33,2	93,9	6,1
1976	52,1	84,0	93,3	33,8	93,7	6,3
1977	51,0	84,6	93,6	33,7	94,0	6,0
1978	48,3	81,9	89,8	36,8	93,3	6,7
1979	48,1	81,8	88,7	40,6	92,8	7,2
1980	44,1	77,3	85,5	37,1	91,9	8,1
1981	39,5	72,6	81,4	32,7	91,8	8,2
1982	35,0	66,1	73,7	38,4	87,6	12,4
1983	32,5	63,2	70,0	40,6	85,5	14,5
1984	31,8	62,4	69,4	39,9	84,5	15,5
1985	30,0	54,8	61,4			
1986	32,5	59,0	64,9			
1987	31,7	60,6	62,3	40,0[a]	85[a]	15[a]
1988	33,8	60,2	64,3			
1989	36,5	59[a]	63[a]			
1990	38,3	58[a]	62[a]			

[a] geschätzt

Rückwirkungen auf die Weltwirtschaft wie die vorhergehenden Eskalationsphasen OPEC I und II. Der Versuch der OPEC, durch Förderbegrenzungen den Preisverfall zu stoppen, scheiterte an der mangelnden Disziplin ihrer Mitglieder. Obwohl Saudi-Arabien seine Förderung zeitweilig auf nur noch ein Drittel der ihm zugestandenen Quote zurücknahm, war eine Preisstabilisierung nicht möglich. Saudi-Arabien kündigte daher im Verlauf des Jahres 1985 seine selbst übernommene Rolle auf, als »Swing Producer« die Last der Anpassung an die gesunkene Nachfrage allein zu tragen. Die daraufhin erfolgende Anhebung seiner Produktion, die sich formal im Rahmen der zugestandenen Quote bewegte, ließ das Rohölpreisniveau endgültig zusammenbrechen. So fiel der effektiv gezahlte Rohölpreis während des 1. Quartals 1986 von rd. 27 US-$/b auf zeitweilig unter 10 US-$/b. Damit war das bereits im Laufe des Jahres 1985 brüchig gewordene Preis- und Mengenkartell der OPEC vorerst wirkungslos geworden. Die OPEC hatte zu lange versucht, gegen den Strom zu schwimmen und offenbar nicht erkannt, daß bei einem Ölpreis in der Nähe von 30 US-$/b insgesamt mehr Energie verfügbar sein würde als bei der durch die Hochpreispolitik reduzierten Nachfrage gebraucht wurde.

Kuwait-Invasion:
Die vorerst letzte Phase krisenbedingter Rohölpreisausschläge trat im Zuge der Invasion Kuwaits durch den OPEC-Nachbarn Irak am 2. August 1990 ein. Ziel des Irak war, das Scheichtum Kuwait als 16. irakische Provinz unter seine Herrschaft zu stellen. Die aus dieser Aggression folgende Verunsicherung der Weltölversorgung wurde maßgeblich durch die Erinnerung an den 8 Jahre dauernden und ebenfalls vom Irak ausgelösten Krieg nach dem Einmarsch in die iranische Provinz Kurdistan untermauert. Der Irak/Iran-Krieg hatte von 1980 bis 1988 gedauert und 1 Million Menschenleben gefordert.

Durch das nach dem Einmarsch Iraks in Kuwait verhängte UNO-Embargo fielen automatisch die irakischen und kuwaitischen Öllieferungen in der Größenordnung von zusammen 4,5 Mio. b/d oder knapp 8 % der Weltölversorgung aus. Darüber hinaus standen die in beiden Ländern bestehenden Kapazitätsreserven der Ölförderung von rd. 2 Mio. b/d nicht mehr zur Verfügung. Auch wenn der Ausfall dieser Mengen durch Mehrlieferungen anderer OPEC-Staaten und Nicht-OPEC-Länder in den kommenden Wochen annähernd ausgeglichen wurde, verursachte dieser Vorgang eine unmittelbare und starke Reaktion der Weltölpreise nach dem Muster bisheriger Krisenverläufe. Die unmittelbare Verunsicherung in der Versorgungslage ließ die Rohölpreisnotierungen auf dem Weltmarkt von 15 US-$/b Mitte Juli 1990 auf über 40 US-$/b Anfang Oktober 1990 ansteigen. Über die Diskrepanz zwischen diesem starken Preisausschlag und der effektiv nicht eingetretenen Verknappung in der mengenmäßigen Versorgung führte der »Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung« in seinem Herbst-Gutachten 1990 aus: »Der Ölpreisanstieg reflektierte weniger einen akuten Ölmangel als vielmehr das erhöhte Risiko einer unsicherer gewordenen Ölversorgung, die zu rd. 30 % vom Angebot aus der Krisenregion am Golf abhängt.«

Wie die Krisenphasen OPEC I und II war auch die Ölpreiskrise OPEC IV von der Einschätzung einer länger andauernden Gefährdung der Ölversorgung diktiert, obgleich die tatsächliche Versorgungslage für einen derartigen Preisausschlag keinen Anlaß bot. Es erwies sich einmal mehr, daß gerade in Krisenzeiten die Erwartungen über den zukünftigen Verlauf die Preise stärker bestimmen als die tatsächlich gegebene physische Marktverfassung. Dieser Tatbestand wurde in genau entgegengesetzter Richtung bestätigt, nachdem die alliierten Streitkräfte unter der Führung der USA am 17. Januar 1991 die »Operation Wüstensturm« begannen, um die Besetzung Kuwaits durch den Irak rückgängig zu machen. Obgleich alle Erfahrungen dafür sprachen, daß unmittelbar nach dem Beginn dieses spektakulären Waffenganges erneut drastische Preissteigerungen auf den Rohölmärkten eintreten würden, war genau das Gegenteil der Fall: Ein in dieser Größenordnung bisher nicht gekannter Verfall der Rohölpreise setzte ein, nachdem die ersten Meldungen über das Kriegsgeschehen die Erwartungen auf einen erfolgreichen und sehr kurzen Verlauf der Intervention der Alliierten als wahrscheinlich erscheinen ließen. So verfiel der Preis für Rohöl der Sorte Brent vom 16. Januar 1991 von 30 US-$/b bis zum 18. Januar 1991 auf

Rohöl-Preisverfall

20 US-$/b. Da sich die meisten Ölhändler in Erwartung steigender Preise bei Ausbruch des Krieges »long« eingedeckt hatten, war die Mineralölwirtschaft weltweit im 1. Quartal 1991 mit starken Bevorratungsverlusten belastet. Nach Beendigung der kriegerischen Auseinandersetzung trat rasch eine Beruhigung auf den internationalen Rohölmarkten ein, und die Preise bewegen sich inzwischen auf einem Niveau von unter 15 US-$/b.

3.4.8 Raffineriekapazitäten und Raffineriestruktur

Kapazitätsausbau:
Mit der steigenden Nachfrage nach Mineralölprodukten waren auch die Kapazitäten der Raffinerieanlagen gewachsen, in denen die Rohöle zu Produkten verarbeitet werden. Angesichts des erwarteten starken Verbrauchswachstums eilte das Volumen der Kapazitäten dem Bedarf stetig voraus, zugleich wuchs die Nachfrage in steigendem Maße in die Kapazitäten hinein. Die langen Vorlaufzeiten zwischen Planung und Inbetriebnahme dieser industriellen Großkomplexe, aber auch das mangelnde Vorstellungsvermögen, daß der Ölverbrauch eines Tages rückläufig sein könnte, führten dazu, daß die weltweiten Raffineriekapazitäten auch nach der Wende in der Weltrohstoffwirtschaft 1973/74 weiter anstiegen. Weltweit erreichte der Ausbau der Raffineriekapazitäten den Kulminationspunkt erst 1981. Im Zeitraum zwischen der ersten und der zweiten Ölpreiseskalation wurden in der westlichen Welt noch 850 Mio. t zusätzlicher Raffineriekapazität errichtet.

Das Pendel schwingt zurück:
Ab 1981 entwickelt sich die weltweite Raffineriekapazität rückläufig. Innerhalb von vier Jahren wurde sie um 12 % reduziert. Westeuropa wurde zum Vorreiter dieser Entwicklung, hier lag auch der Höhepunkt des Kapazitätsausbaus bereits 1977/78. In Europa war es wiederum die Bundesrepublik Deutschland, die den stärksten Kapazitätsabbau realisierte: vom Höchststand der Kapazität 1978 mit 159 Mio. t erfolgte bis 1986 ein Rückgang um 50 % auf 80 Mio. t (siehe Abbildung 3.32). Die entsprechende Reduzierungsrate für die gesamte EG lag bei 32 % (Belgien 34 %, Frankreich 37 %, Großbritannien 27 %, Italien 27 % und Niederlande 24 %).

Raffineriekapazität

Regionale Ungleichgewichte:
Die Raffinerien entstanden ursprünglich vor allem in den verbrauchsnahen Regionen, während Kapazitäten nur in jenen Förderregionen aufgebaut wurden, die – wie in den USA – mit den Verbrauchsräumen praktisch identisch waren. An einzelnen geographischen Punkten bildeten sich Verarbeitungsschwerpunkte heraus, um von hier aus Ausgleichsfunktionen im weltweiten Maßstab wahrzunehmen; dies gilt vor allem für die »balance refineries« in den drei wichtigsten Ölmarktregionen Rotterdam, Karibischer Raum und Singapur.

Tabelle 3.56 zeigt sowohl die Entwicklung der Raffineriekapazitäten nach Regionen als auch eine Gegenüberstellung von Kapazitäten und Verbrauch

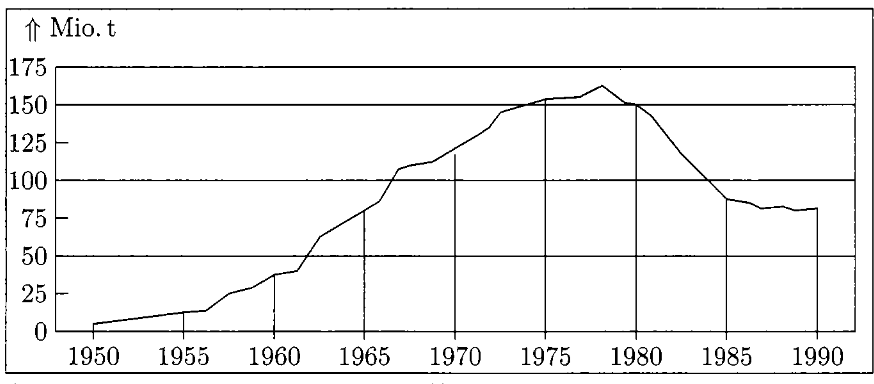


Abbildung 3.32: Entwicklung der Raffineriekapazität für Rohöldestillation in Deutschland von 1950–1990.
Quelle: Mineralölwirtschaftsverband.

Tabelle 3.56: Raffineriekapazitäten und Mineralölverbrauch 1973, 1981 und 1990

	1973		1981		1990		Veränderung 1990/81	
	Raffinerie-kapazitäten Mio. t	Mineralöl-verbrauch Mio. t	Raffinerie-kapazitäten Mio. t	Mineralöl-verbrauch Mio. t	Raffinerie-kapazitäten Mio. t	Mineralöl-verbrauch Mio. t	Raffinerie-kapazitäten %	Mineralöl-verbrauch %
Nordamerika	809	902	1 018	828	869	854	−15	+ 3
Lateinamerika	340	160	443	213	396	255	−11	+20
Westeuropa	923	749	996	633	707	618	−29	− 2
Mittlerer Osten	126	62	162	85	251	146	+55	+72
Afrika	53	49	101	76	144	94	+43	+24
Asien, Australien etc.	438	408	540	418	646	652	+20	+56
Kommunistische Länder	525	468	806	649	761	482	− 6	−26
Welt	3 214	2 798	4 066	2 902	3 774	3 101	− 7	+ 7

Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy.*

in den einzelnen Regionen. Auch wenn hier die regionalen Ungleichgewichte in der Versorgung deutlich werden, wird daraus nicht erkennbar, welche Produktenströme weltweit abgewickelt werden müssen, um Produktion und Verbrauch in Einklang zu bringen (siehe Abbildung 3.31). Beide können auseinanderklaffen, weil

- die Produktionsstruktur der Raffinerien eines Landes nicht voll der Nachfrage nach den verschiedenen Produkten angepaßt werden kann (klimatische Bedingungen und Heizölbedarf),
- es unterschiedliche saisonale Nachfrageentwicklungen gibt (Abhängigkeit vom Wetter),
- unterschiedliche konjunkturelle Entwicklungen zu Diskrepanzen in der Nachfrage einzelner Produktgruppen führen können oder
- sich die Konkurrenzsituation des Mineralöls gegenüber anderen Energieträgern verändert.

OPEC-Export-Raffinerien:
Die Tabelle 3.56 zeigt auch den Rückgang der Raffineriekapazitäten in den

großen traditionellen Verbrauchsregionen und eine entsprechende Zunahme in den Förderregionen des Mittleren Ostens sowie in Afrika. Da diese Kapazitäten den eigenen Bedarf bei weitem übersteigen, sind sie ebenfalls für den Produktenexport bestimmt. Ein nicht unerheblicher Teil fließt über den Rotterdamer Markt auch in die europäische Ölversorgung mit ein.

Überkapazitäten:

Bedarfsanpassung

Da die Anpassung der Raffineriekapazität an den sinkenden Bedarf mit erheblicher zeitlicher Verzögerung erfolgte, entstanden vorübergehend erhebliche Überkapazitäten und mit ihnen ein sinkender Auslastungsgrad der Raffinerien. Vorher ging man von einer als normal anzusehenden Auslastung von 85 % aus. Ab Ende der 70er Jahre bis 1985 sank der Auslastungsgrad erheblich unter diese Wirtschaftlichkeitsschwelle ab, um erst in der zweiten Hälfte der 80er Jahre wieder in Richtung einer ausreichenden Auslastung anzusteigen. Diese für die Raffinerien in Deutschland geltende Entwicklung der Auslastungsgrade ergibt sich in der Tendenz auch für die Situation in den einzelnen Regionen der Weltwirtschaft (siehe Tabelle 3.57).

regionale Auslastung der Raffinerien

Tabelle 3.57: Auslastungsgrad der Raffinerien

	1973	1979	1981	1985	1990
Westeuropa	81,3	69,0	59,4	64,7	78,2
Nordamerika	87,7	81,1	70,5	76,6	87,1
Lateinamerika	87,5	71,7	73,9	75,2	73,8
Asien, Australien	83,6	79,3	69,7	71,7	83,8
Afrika, Mittlerer Osten	86,2	67,1	70,6	75,6	70,9
Kommunistische Länder	88,8	89,3	82,9	81,4	72,8
Welt	85,4	77,3	70,5	74,1	80,1

Quelle: BP: *Statistical Review of World Energy.*

Konversionsanlagen:

Die mit dem Rückgang des Mineralölverbrauchs einhergehenden Veränderungen in der Nachfragestruktur forderten nicht nur den Abbau von Kapazitäten, sondern auch eine Veränderung der Ausbeutestruktur der Raffinerien. Insbesondere die Entwicklung in Richtung des »leichten Barrels« (totale Vermeidung der Produktion von schwerem Heizöl und Konversion auch der schweren Produkte in Mittel- und Leichtdestillate) machten einschneidende Veränderungen erforderlich. Da der Anteil leichter Rohöle am Gesamtaufkommen relativ gering ist und somit bei der Rohöldestillation ein hoher Prozentsatz an schweren Rückstandsölen verbleibt, müssen Weiterverarbeitungsanlagen zur Umwandlung in mittlere und leichte Destillate an die Rohöldestillation angeschlossen werden. In Deutschland wurde dieser Strukturwandel von den Mineralölgesellschaften bereits frühzeitig aufgenommen. Auch wurde dieser Prozeß durch die deutsche Energiepolitik gefördert, weil

die Verstromungsgesetze den Einsatz von schwerem Heizöl für die Stromversorgung aus Gründen der Versorgungssicherheit nahezu völlig blockierten. So stieg die Kapazität der Konversionsanlagen (katalytische Crackanlagen, Hydrocracker, thermische Crackanlagen, Visbreaker und Coker) von 19 Mio. t 1973 auf 34 Mio. t im Jahr 1984. Gemessen an der rückläufigen Destillationskapazität stieg der Anteil der Konversionsanlagen von 13 auf 30 %, bis 1990 ist dieser Anteil weiter auf 40 % angestiegen. Dieser Prozeß der Umstrukturierung der Raffinerieanlagen hin zu verstärktem Ausbau der Konversionsanlagen hat das Wertschöpfungspotential der Mineralölverarbeitung erheblich gestärkt. Die Flexibilität der Fahrweisen der Raffinerieanlagen wurde erhöht. Zugleich wurde die Anfälligkeit gegenüber Marktschwankungen reduziert. Der Ausbau zu mehrstufigen Konversionskomplexen war zudem verbunden mit stark steigenden Umweltschutzinvestitionen, die in der Summe dazu führten, daß diese industriellen Großanlagen in ihrer modernen technologischen Ausstattung erheblich geringere Schadstoffemissionen aufweisen. Hinzu kommt, daß die Produktionsprozesse in immer stärkerem Maße darauf ausgelegt werden, den Schadstoffgehalt der Produkte selbst zu reduzieren.

Kapazität der Konversionsanlagen

Bedeutung der Produktenimporte:
Die Entwicklung der Raffineriekapazitäten hat dazu geführt, daß sich das Verhältnis der Versorgung aus heimischer Raffineriekapazität zur Versorgung aus Produktenimporten erheblich verändert hat. Lag der Anteil der Produktenimporte am Inlandsabsatz 1979 noch bei 28 %, so erreichte er 1985 über 40 % und hat sich auf dieser Höhe bis heute in etwa gehalten (siehe Tabelle 3.58: Mineralölbilanz der Bundesrepublik Deutschland).

3.4.9 Zukunftsaspekte der Mineralölversorgung

Angesichts der führenden Stellung, die das Mineralöl in der Weltenergiebilanz einnimmt, wird die Frage der zukünftigen Energieversorgungssicherheit immer wieder mit den Verfügbarkeitsschätzungen bei den Weltrohölreserven verknüpft. Die durch technischen Fortschritt bei den Fördermethoden ermöglichte Steigerung der Reserven-Reichweiten gilt in ähnlicher Weise auch für die anderen fossilen Energieträger Kohle und Naturgas. Soweit die fossilen Energieträger insgesamt betroffen sind, ist für die überschaubare Zukunft eine Mangellage aufgrund physischer Verfügbarkeitsgrenzen nicht erkennbar. Da der technische Fortschritt unter anderem auch eine Funktion der Energiepreishöhe und der mit ihr verbundenen Einsatzmöglichkeiten moderner Fördertechniken ist, hat er nach den bisherigen großen Ölkrisen – die zu markanten Steigerungen der Energiepreise geführt haben – jeweils erhebliche Anstöße zu stärkerer Entfaltung mit der Folge jeweils gestiegener Versorgungssicherheit erhalten.

Erhebliche Kohlenwasserstoff-Vorkommen (vornehmlich Gas, aber auch Öl) harren der Ausbeutung in der nördlichen Nordsee, in Nordafrika, in Südamerika (1991 hat die BP ein großes Ölvorkommen in Kolumbien ent-

Tabelle 3.58: Deutschlands Mineralölbilanz 1990

Aufkommen	Mio. t	Verwendung	Mio. t
1. Raffinerie-Einsatz		1. Raffinerie-Eigenverbrauch/-Verluste	4,6
Rohöl	75,5		
Halbfabrikate und Additive	12,8		
abzüglich			
Chemieprodukte	−0,6		
Recycling Raffinerie-Chemiesektor	−7,1		
2. Raffinerieausstoß	80,6	2. Inlandsverbrauch	104,0
zuzüglich		zuzüglich	
3. Importe an Produkten und Komponenten,	44,0	3. Seeschiffahrt Militär	3,9
abzüglich			
4. Bestandsveränderung, Abgrenzungen	−2,8	4. Exporte an Produkten und Komponenten	9,3
Produktaufkommen	121,8	Produktverwendung	121,8

Quellen: Mineralölwirtschaftsverband; eigene Umrechnungen.

Mineralölbilanz Deutschlands 1990

zukünftige Rohölvorkommen

deckt) sowie in den Weiten Sibiriens. Die politische Wende in Osteuropa und in der Sowjetunion dürfte dazu beitragen, die bisher unangetasteten Reserven Sibiriens mit Hilfe westlichen Kapitals zu erschließen. Die Rohstoffpolitik der EG-Kommission (Lubbers-Plan) hält dafür die seit geraumer Zeit in der »Eureopean Energy Charter« zusammengefaßten Pläne bereit.

Diese gemeinsamen Anstrengungen der internationalen Staatengemeinschaft dürften dazu beitragen, den Zeitrahmen zu schaffen, der erforderlich ist, um regenerierbare Energieträger der »neuen Generation« zur wirtschaftlichen Reife zu bringen, bevor die fossilen Energieträger auch nur annähernd erschöpft sind.

Ein weiteres Element potentieller Unsicherheit der Energieversorgung dürfte sich in der Zukunft eher zum Positiven entwickeln. Alle Anzeichen sprechen dafür, daß sich die Rolle der OPEC in der Weltenergiewirtschaft in Richtung größerer Kooperationswilligkeit als bisher wandeln wird. Zwar wird im Zuge des weiterhin wachsenden Weltölbedarfs das Angebotspotential der OPEC wieder stärker in Anspruch genommen werden, aber zugleich wird durch wachsende internationale Kooperation der innere Zusammenhalt der OPEC abnehmen. Die Bemühungen um Preisstabilität, an der ein gemeinsames Interesse seitens der Industrieländer, der Entwicklungsländer und der Förderländer besteht, werden dabei im Vordergrund stehen. Wie die Energienachfrage generell, wird auch die Nachfrage nach Mineralöl in Zukunft stärker als bisher neben ökonomischen durch ökologische Anforderungen bestimmt sein.

3.5 Elektrizitätswirtschaft

Bearbeitet von Michael Nickel

3.5.1 Rolle der Elektrizität in der Energiewirtschaft

Weltweit nimmt die Bedeutung des Energieträgers Elektrizität weiter zu. Ablesbar ist dies am Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch. In den Staaten der OECD ist dieser Anteil von 1973 bis 1992 von 11,5 % auf 17,9 % gestiegen. In Westdeutschland stieg er im gleichen Zeitraum von 12,1 % auf 17,8 %.

Elektrizität als Energieträger

Strom ist ein *hochwertiger Energieträger*: er kann für alle Energie-Dienstleistungen verwendet werden. Bei einer Reihe von Anwendungen, z.B. in der Nachrichten- und Kommunikationstechnik, in der Steuer- und Regeltechnik oder bei elektrolytischen Verfahren, kann Strom nicht durch andere Energieträger substituiert werden. Auf den Gebieten »Licht« und »stationäre Kraft« hat er in der modernen Welt keine ernsthafte Konkurrenz.

Gleichzeitig kann Strom *aus allen Energieträgern* erzeugt werden. Die Kernenergie wird fast ausschließlich, die regenerativen Energien werden überwiegend über die Stromerzeugung erschlossen. Mit Nutzung dieser Energiequellen ist das weltweite Energieangebot wesentlich verbreitert worden. Fossile Brennstoffe, insbesondere Erdöl und Erdgas, die wichtige Rohstoffe für die chemische Industrie sind, können somit geschont werden. Aber auch sie lassen sich teilweise (Ballastkohle, Braunkohle mit niedrigem Heizwert) aus ökonomischen und ökologischen Gründen fast nur über die Stromerzeugung nutzen.

Doch das allein reicht nicht aus, um die Bedeutung des Stroms für den Energiemarkt zu erklären. Strom weist darüber hinaus im Vergleich zu anderen Energieträgern eine *Reihe von Vorteilen* auf:

Anwendungsvorteile von Strom

- Strom ist ständig und problemlos verfügbar und verursacht beim Anwender keine Lager- und Entsorgungskosten,
- Stromverbrauch verursacht beim Anwender keine Emissionen,
- Strom ist im Einsatz exakt dosierbar,
- Strom kann besonders effizient eingesetzt werden,
- Strom ermöglicht bei einer Reihe von Anwendungen eine höhere Produktqualität,
- durch den Einsatz von Strom kann (andere) Energie gespart werden.

Die fortschreitende Rationalisierung und Automatisierung der Produktionsprozesse und das Vordringen der Informations- und Kommunikationstechnik in alle Produktions- und Lebensbereiche führen zu einem Anstieg des Strombedarfs. Die modernen Volkswirtschaften sind in immer stärkerem Maße auf Strom angewiesen. Zudem führt der Einsatz von Umweltschutzeinrichtungen, wie z.B. Rauchgasreinigungsanlagen, zu einem Mehrverbrauch von Strom (was sich z.B. im Anstieg des Kraftwerks-Eigenverbrauchs zeigt).

Strombedarf steigt

3.5.2 Elektrizitätswirtschaft weltweit

3.5.2.1 Stromerzeugung und -verbrauch

weltweiter Primärenergieverbrauch

Der weltweite Primärenergieverbrauch hat sich seit 1950 etwa vervierfacht. Nach Angaben der BP wurden 1993 rund 11,2 Mrd. t SKE verbraucht. Wichtigster Energieträger war dabei mit einem Anteil von 40 % das Erdöl. Kohle stellte 27 % und Erdgas 23 % des Energieverbrauchs. Kernenergie und Wasserkraft, die fast ausschließlich *zur Stromerzeugung* genutzt werden, trugen mit 7 und 2,5 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei[57].

Mehr als ein Drittel der Primärenergie wird weltweit zur Stromerzeugung in Kraftwerken eingesetzt. Weitaus wichtigster Energieträger ist dabei die Kohle. Über die Hälfte der weltweit geförderten Kohle wird in Kraftwerken verfeuert. Vom weltweiten Verbrauch an Erdgas entfällt ein gutes Viertel auf die Stromerzeugung. Bei Erdöl beträgt der Anteil rund ein Zehntel (siehe Abbildung 3.33).

weltweit installierte Leistung

1992 waren nach Angaben der UN weltweit Kraftwerke mit einer Netto-Engpaßleistung von 2 846 GWe installiert. Knapp zwei Drittel der Kapazität entfielen auf konventionelle thermische Kraftwerke. Wasserkraftanlagen (einschließlich der Kraftwerke auf Basis Wind und Sonne) hatten einen Anteil von rund 23 %. Die Kapazität in Kernkraftwerken betrug rund 12 % oder 331 GWe[58].

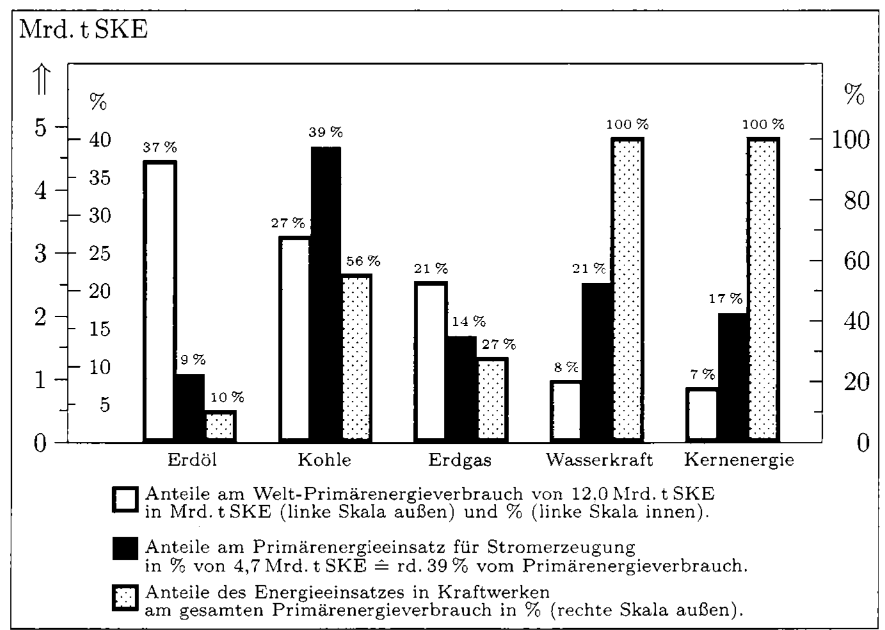
Der weitaus größte Teil der Kraftwerke war in den industrialisierten westlichen Staaten installiert. Allein 26 % der Kapazität entfielen auf die USA. Der Kraftwerkspark in Deutschland hatte einen Anteil von 4 % (siehe Abbildung 3.34).

Anfang 1994 waren in 30 Ländern insgesamt *422 Kernkraftwerke* mit einer Brutto-Engpaßleistung von 356 GWe *in Betrieb.* Die USA lagen dabei mit 109 Reaktor-Blöcken (105 GWe) auf dem ersten Platz, gefolgt von Frankreich (56 Blöcke mit 60 GWe), und Japan (48 Blöcke mit 40 GWe). In

[57] Internationale Organisationen wie die United Nations (UN), die International Energy Agency (IEA) und auch die British Petroleum Co. (BP) bewerten den Beitrag der *Wasserkraft* nach dem Wärmeinhalt (Energieäquivalent) der erzeugten Kilowattstunden Strom (0,123 kg SKE je kWh). Der Wirkungsgrad der Wasserkraftwerke wird also mit 100 % angesetzt. Für die Stromerzeugung in *Kernkraftwerken* wird ein Wirkungsgrad von 33 % unterstellt (0,373 kg SKE je kWh). Aus diesem Grund sind die Versorgungsbeiträge von Wasserkraft und Kernenergie trotz in etwa gleicher Stromerzeugung weltweit um den Faktor 1:3 unterschiedlich.

Bis Anfang der 90er Jahre wurde von den genannten Organisationen zur Bewertung der Kernenergie und der Wasserkraft die sog. *Substitutionsmethode* verwendet. Bei diesem Ansatz wird die erzeugte Kilowattstunde aus Kernenergie und Wasserkraft mit genau der Primärenergiemenge bewertet, die zu ihrer Erzeugung in einem Wärmekraftwerk durchschnittlich hätte eingesetzt werden müssen (0,320 kg SKE je kWh). Diese Vorgehensweise ist methodisch ebenfalls berechtigt. Sie wird bislang auch von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für die Erstellung der deutschen Energiebilanzen verwendet. Nach der Substitutionsmethode ergeben sich bei einem *unterstellten Wirkungsgrad von 33 %* folgende Energieverbräuche weltweit: Insgesamt 11,7 Mrd. t SKE, davon Öl 38 %, Gas 22 %, Kohle 26 %, Kernenergie 7 % und Wasserkraft 7 %.

[58] Die Zahlen der UN umfassen nicht Taiwan (kein UN-Mitgliedsstaat).



weltweiter Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung

Abbildung 3.33: Anteile am weltweiten Primärenergieverbrauch, am Energieeinsatz für die Stromversorgung und Anteile des Energieeinsatzes in Kraftwerken am weltweiten Primärenergieverbrauch im Jahr 1992.
Quelle: IEA: *Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries 1991–1992*, Paris 1994; eigene Berechnungen.

Deutschland werden 20 Anlagen mit 22,5 GWe betrieben. Weltweit sind *61 Anlagen mit 56 GWe im Bau.*

weltweite Stromerzeugung

1992 wurden brutto weltweit rund 12 027 TWh erzeugt (ohne Erzeugung in Pumpspeicherwerken). 64 % des Stroms stammte aus konventionellen Wärmekraftwerken. Die Kernkraftwerke waren zu 17 % an der weltweiten Stromerzeugung beteiligt. Weitere 19 % wurden in Wasserkraftwerken (einschließlich Wind und Sonne) erzeugt.

Die weltweit größten Erzeuger von Elektrizität waren 1992 die USA mit 3 075 TWh oder 26 % der Welt-Stromerzeugung. Deutschland hatte mit 537 TWh einen Anteil von 4,5 % (siehe Abbildung 3.35).

Die Kernenergie hat vor allem in Frankreich und Belgien sowie in Litauen große Bedeutung für die Stromerzeugung. In Deutschland wurden 1993 knapp 30 % des Stroms in Kernkraftwerken erzeugt (siehe Tabelle 3.59).

3.5.2.2 Wirtschaftsentwicklung und Energieverbrauch

Zwischen Sozialprodukt und Energieverbrauch besteht ein *tendenzieller Zusammenhang.* Strom ist eine der Grundlagen wirtschaftlicher Aktivität. Ein hohes Sozialprodukt geht einher mit einem hohen Stromverbrauch. Dies gilt für alle Ländergruppen. Nimmt man den Stromverbrauch je Einwohner und

Kraftwerkskapazität weltweit 1992

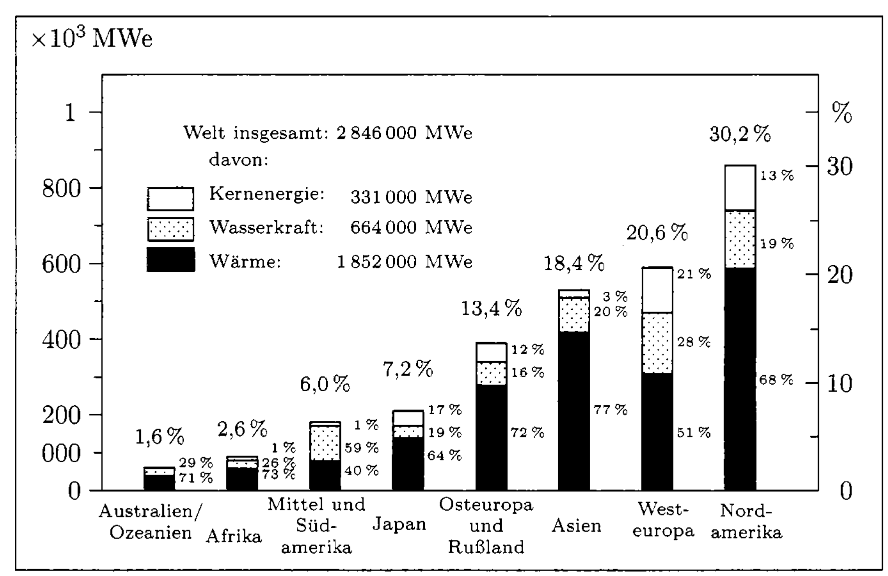


Abbildung 3.34: Netto-Kraftwerkskapazitäten weltweit 1992.
Quelle: UN: *1992 Energy Statistics Yearbook*, New York 1994.

Stromerzeugung weltweit 1992

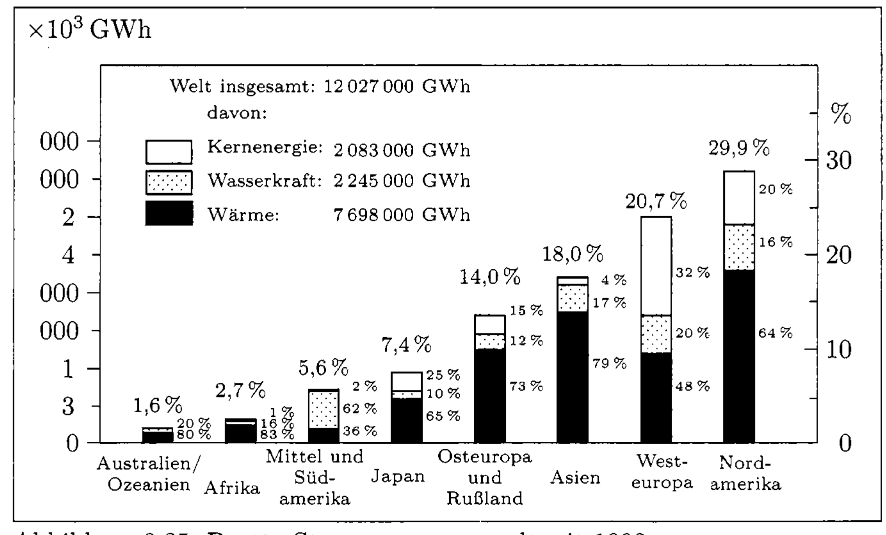


Abbildung 3.35: Brutto-Stromerzeugung weltweit 1992.
Quelle: UN: *1992 Energy Statistics Yearbook*, New York 1994.

das Sozialprodukt je Einwohner als Maßstab, so zeigt sich dieser Zusammenhang unmittelbar (siehe Abbildung 3.36).

Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch

In den industrialisierten Ländern der OECD lag während der 80er Jahre das Wirtschaftswachstum weit höher als die Zunahme des Verbrauchs von Primärenergie. In den Jahren davor war dies nicht der Fall: Wirtschaft und Energieverbrauch entwickelten sich weitgehend parallel. Hier zeigt sich eine *Entkopplung des Energieverbrauchszuwachses vom Wirtschaftswachs-*

Tabelle 3.59: Anteil der Kernenergie einiger ausgewählter Staaten an der jeweiligen gesamten Netto-Stromerzeugung (Stand 1. Januar 1994)

Land	%	Land	%
Litauen	87	Bulgarien	37
Frankreich	78	Schweiz	37
Belgien	59	Spanien	36
Slowakei	54	Taiwan	35
Slowenien	43	Ukraine	33
Ungarn	43	Finnland	32
Schweden	42	Japan	31
Südkorea	40	Deutschland	30

Quellen: Schweizerische Vereinigung für Atomenergie (SVA): *Kernkraftwerke der Welt 1994*; BMWi: *Energie Daten 94*, Bonn 1994.

Kernenergieanteil an Stromerzeugung

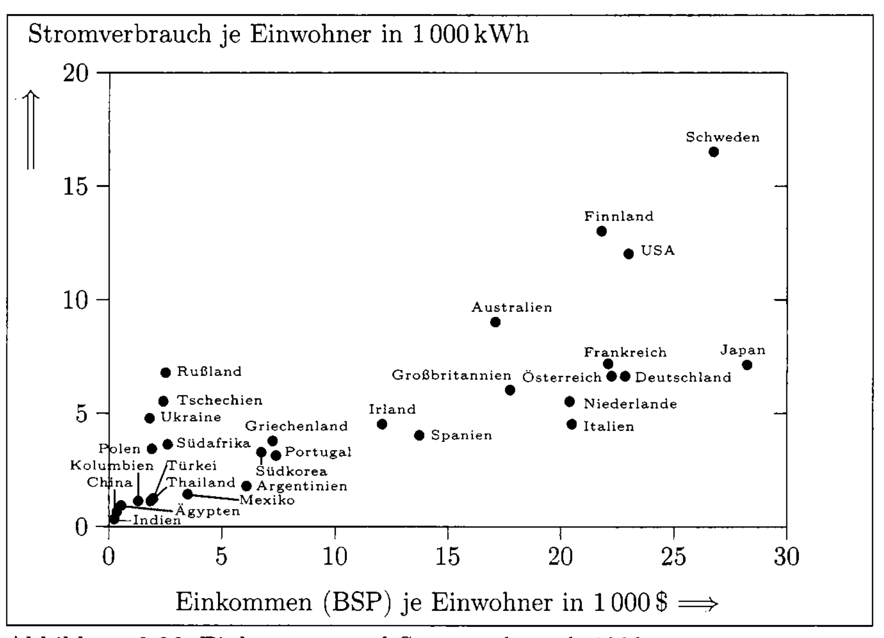


Abbildung 3.36: Einkommen und Stromverbrauch 1992.
Quellen: Weltbank: *Weltentwicklungsbericht 1994*, Washington 1994; UN: *1992 Energy Statistics Yearbook*, New York 1994.

Bruttosozialprodukt und Stromverbrauch

tum. Die Gründe hierfür liegen zum einen im Wandel der Wirtschaftsstruktur – weg von material- und energieintensiven Branchen hin zum Dienstleistungsbereich –, zum anderen in der Verwendung effizienterer Techniken und Verfahren.

Der *Zuwachs des Stromverbrauchs* lag in den 80er Jahren etwa gleich hoch wie das *Wirtschaftswachstum*. Im Vergleich zu den 60er und 70er Jahren, als der Stromverbrauch noch weit stärker als die Wirtschaftstätigkeit stieg, zeigt sich hier ebenfalls eine Entkopplung. Der Stromverbrauchs-

»Edelenergie« Strom

zuwachs war in den 80er Jahren wesentlich höher als der Zuwachs des Primärenergieverbrauchs. Hierin kommt die Bedeutung der *»Edelenergie« Strom* für hochentwickelte Volkswirtschaften zum Ausdruck.

Für Länder mit niedrigem Einkommen oder für Schwellenländer läßt sich eine *Entkopplung* des Energieverbrauchs von der Wirtschaftsentwicklung (noch) nicht feststellen. Diese Volkswirtschaften befinden sich gegenwärtig in einer energieintensiven Entwicklungsphase. Auch in diesen Ländern wuchs der Stromverbrauch schneller als der Primärenergieverbrauch.

Unterschiede im Stromverbrauch

Rechnerisch ergab sich für jeden der rund 5,5 Mrd. Menschen im Jahr 1992 ein *Stromverbrauch je Kopf von 2 188 kWh.* Für die einzelnen Staaten unterscheiden sich die Zahlen jedoch erheblich. Während jeder Einwohner Skandinaviens, der USA, Kanadas und Luxemburgs weit über 10 000 kWh im Jahr verbrauchte, die Norweger im Durchschnitt sogar über 25 000 kWh, entfielen statistisch gesehen beispielsweise nur 15 kWh auf jeden Einwohner des Tschad. In Deutschland lag der Verbrauch je Einwohner 1992 bei 6 600 kWh.

wirtschaftliche Bedingungen

Bei der Beurteilung dieser Durchschnittszahlen muß bedacht werden, daß der Stromverbrauch eines Landes auch erheblich von der *preisgünstigen Verfügbarkeit elektrischer Energie* beeinflußt wird. Norwegen und Kanada nutzen z.B. in erheblichem Maße die reichlich vorhandenen Wasserkräfte. Der Anteil der Wasserkraft an der gesamten Stromerzeugung liegt in Norwegen bei nahezu 100 % und in Kanada bei rund 60 %. Strom kann daher günstig angeboten werden. Die Wirtschaftsstruktur dieser Länder ist stärker geprägt durch energieintensive Grundstoffindustrien. Beispielsweise ist die japanische Aluminiumindustrie in den letzten Jahren nach Kanada »ausgelagert« worden.

klimatische Bedingungen

Ein weiterer Faktor, der den Stromverbrauch beeinflußt, sind die *klimatischen Bedingungen.* In Ländern mit kalten Wintern ist der Stromverbrauch höher als in Ländern mit gemäßigtem Klima. Für Länder, in denen viele Klimaanlagen genutzt werden, ergibt sich gleichfalls ein höherer Stromverbrauch.

Wichtig sind in diesem Zusammenhang auch die *Beheizungsstruktur und die Warmwasserversorgung in den Wohnungen.* In Ländern, in denen Wasserkraft und Kernenergie den überwiegenden Teil des Stroms liefern, Elektrizität also preisgünstig erzeugt werden kann (wie beispielsweise in den skandinavischen Ländern oder in Frankreich), wird ein großer Teil der Wohnungen mit Elektro-Speicherheizungen oder Elektro-Direktheizungen beheizt. So betrug in Norwegen der Stromanteil am Endenergieverbrauch der Haushalte 1992 über 75 %.

3.5.2.3 Energie- und Stromverbrauchsprognosen

Für die Zukunft wird allgemein mit einem *weiter steigenden weltweiten Energiebedarf und Strombedarf* gerechnet. Wesentliche Parameter sind: das Bevölkerungswachstum, das anhaltende weltweite Wirtschaftswachstum

und die laufende Verringerung der Energieintensität durch die technische Entwicklung.

Der *Weltenergierat* (World Energy Council – WEC) geht in einem Basisszenario von einer Verdoppelung des Strombedarfs von 1990 bis 2020 aus. (durchschnittlich plus 2,3 %/a). Der stärkste Zuwachs wird in den Entwicklungs- und Schwellenländern erreicht. Der Strombedarf wächst damit wesentlich stärker als der Primärenergieverbrauch (plus 1,4 %/a). Bei einem geschätzten weltweiten Wirtschaftswachstum von 3,3 %/a verringern sich jedoch sowohl die Energieintensität als auch die Stromintensität. Dies gilt sowohl für die OECD-Länder als auch für die Entwicklungs- und Schwellenländer.

Prognose des Weltenergierates

Auch die Internationale Energie-Agentur (IEA) kommt in ihrem *World Energy Outlook* zu künftig steigendem Energie- und Strombedarf. Die IEA rechnet für den Zeitraum von 1991 bis 2010 in einem Referenzfall mit einem durchschnittlichen jährlichen Wirtschaftswachstum von 2,9 %. Dabei ist das Wachstum in den OECD-Ländern sowie in Osteuropa und der früheren UdSSR unterdurchschnittlich, in den restlichen Regionen der Welt überdurchschnittlich. Der Primärenergieverbrauch steigt weltweit um knapp 50 % (2,1 %/a). Die Stromerzeugung nimmt um etwa 70 % zu (2,8 %/a).

Prognose der IEA

Im Prognosezeitraum ergeben sich *Verschiebungen in der Stromerzeugungsstruktur*. Der Anteil von Gas an der gesamten Erzeugung steigt um etwa die Hälfte auf 20 % an. Der Anteil von Öl sinkt um 40 % auf 7 %. Feste Brennstoffe sowie Wasser und andere regenerative Energiequellen können ihre Anteile von 40 % bzw. 20 % in etwa halten. Bei der Kernenergie erwartet die IEA trotz steigender Erzeugung einen Rückgang des Anteils von 17,5 % auf gut 13 %. Die Bedeutung der Kernenergie bleibt dabei weiterhin im wesentlichen auf die OECD-Länder, Osteuropa und die frühere UdSSR beschränkt.

Stromerzeugungsstruktur

3.5.3 Elektrizitätswirtschaft in Deutschland

3.5.3.1 Kraftwerkskapazität und Stromerzeugung

Die Stromerzeugung nahm 1992 über ein Drittel (36 %) der in Deutschland verbrauchten Primärenergie in Anspruch. Wasserkraft und Kernenergie werden fast ausschließlich zur Stromerzeugung genutzt, Braunkohle zu mehr als drei Vierteln. Vom Steinkohlenverbrauch (einschließlich der Importe) entfielen über 60 % auf die Kraftwerke. Von der in Deutschland verbrauchten Menge an Gas und Mineralöl wurden lediglich etwa 15 bzw. 1,5 % in Kraftwerken verfeuert (siehe Abbildung 3.37).

Energieeinsatz zur Stromerzeugung

Die *Brutto-Engpaßleistung* der Kraftwerke in Deutschland betrug zum Jahresende 1993 insgesamt 121 587 MWe (Vgl. Tabelle 3.60). Mit 104 878 MWe entfiel der überwiegende Teil auf die öffentliche Versorgung. Die Kraftwerke von Bergbau und verarbeitendem Gewerbe wiesen eine Engpaßleistung von 15 272 MWe auf, die der Deutschen Bahn von 1 437 MWe.

Brutto-Engpaßleistung

Primärenergieverbrauch und Kraftwerksanteil

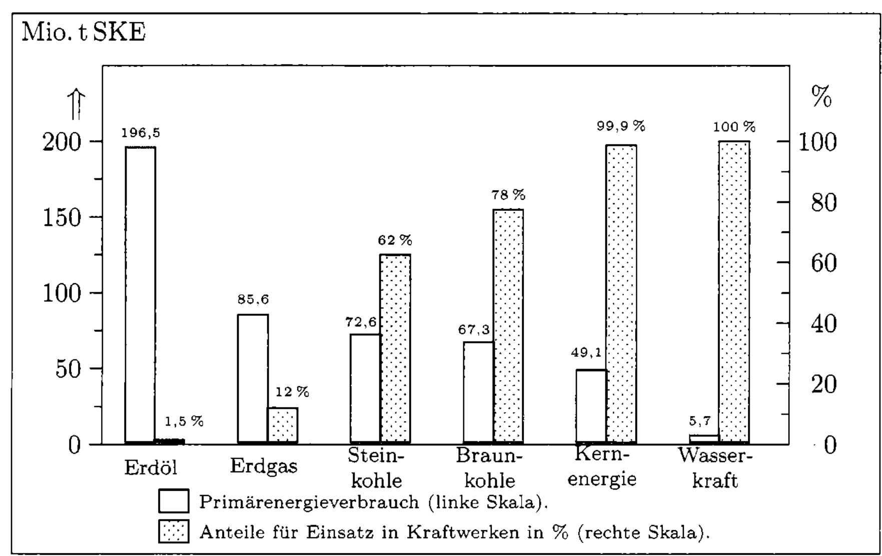


Abbildung 3.37: Primärenergieverbrauch und Anteil des Energie-Einsatzes in Kraftwerken in Deutschland 1993.
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

Engpaßleistung in Deutschland nach Energieträgern

Tabelle 3.60: Brutto-Engpaßleistung in Deutschland nach Energieträgern

	Westdeutschland						Deutschland	
	1970		1980		1990		1993	
	MW	in %	MW	in %	MW	in %	MW	in %
Wasser	4 702	9,3	6 484	7,4	6 882	6,6	8 853	7,3
Braunkohle	8 850	17,6	13 980	16,0	12 342	11,9	25 534	21,0
Kernenergie	958	1,9	9 063	10,4	23 627	22,8	23 869	19,6
Steinkohle	15 433	30,6	15 570	17,8	23 112	22,3	22 072	18,2
Mischfeuerung	13 028	25,8	13 063	15,0	10 381	10,0	11 847	9,7
Heizöl	4 560	9,0	14 714	16,9	9 659	9,3	9 820	8,1
Gas	2 497	5,0	13 572	15,6	16 479	15,9	18 250	15,0
Sonstige	391	0,8	811	0,9	1 169	1,1	1 342	1,1
Insgesamt	50 419	100,0	87 257	100,0	103 651	100,0	121 587	100,0

Quellen: BMWi: *Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland*, Frankfurt/Main, versch. Jahre; A. Wnuk: *1993: Kernenergie in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland*, in: atw, November 1994.

Rund 28 % der Kapazität stand in Steinkohlenkraftwerken. Öl- und Gaskraftwerke hatten zusammen einen Anteil von knapp einem Viertel. Sie wurden überwiegend für die Deckung der Spitzenlast eingesetzt. Auf Braunkohle entfielen 21 % und auf Wasserkraft 7 % der Kapazität.

Tabelle 3.61: Brutto-Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern

	Westdeutschland						Deutschland	
	1970		1980		1990		1993	
	GWh	in %	GWh	in %	GWh	in %	GWh	in %
Wasser	17 758	7,3	18 650	5,1	18 366	4,1	21 465	4,1
Braunkohle	61 854	25,5	95 139	25,8	82 590	18,4	147 481	28,1
Kernenergie	6 030	2,5	43 700	11,9	147 159	32,7	153 476	29,2
Steinkohle	95 568	39,4	110 865	30,1	140 544	31,3	146 178	27,8
Heizöl	36 360	15,0	25 731	7,0	9 779	2,2	8 945	1,7
Gas	13 368	5,5	61 038	16,6	35 897	8,0	32 822	6,2
Sonstige	11 666	4,8	13 647	3,7	15 159	3,4	15 354	2,9
Insgesamt	242 604	100,0	368 770	100,0	449 494	100,0	525 721	100,0

Quellen: BMWi: *Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland*, Frankfurt/Main, versch. Jahre; A. Wnuk: *1993: Kernenergie in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland*, in: atw, November 1994.

Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern

In Westdeutschland bestehen an 16 Standorten insgesamt *21 Kernkraftwerksblöcke*[59]. Sie weisen eine *gesamte Brutto-Engpaßleistung* von 23 869 MWe auf. Das entspricht etwa einem Fünftel der gesamten Engpaßleistung in Deutschland.

In diesen Kraftwerken wurden 1993 insgesamt 153 476 kWh erzeugt. Das entsprach 29 % der gesamten Stromerzeugung in Deutschland.

Kernenergie in der DDR

Bis 1990 waren in der *damaligen DDR* fünf Kernkraftwerke in Betrieb: Ein Versuchsreaktor mit 70 MWe Leistung in *Rheinsberg* sowie vier 440 MWe-Blöcke in *Lubmin bei Greifswald*. In ihnen wurde 1989 noch rund ein Zehntel des in der DDR verbrauchten Stroms erzeugt. Sie wurden im Laufe des Jahres 1990 abgeschaltet. Diese Reaktoren sowie ein fünfter 440 MWe-Reaktor in Lubmin, der Ende 1989 im Probebetrieb lief, werden stillgelegt.

Am gleichen Standort waren noch drei weitere Reaktoren in Bau. Daneben wurde in *Stendal* bei Magdeburg seit Mitte der 70er Jahre an zwei 1 000 MWe-Reaktoren gebaut, deren Fertigstellung allerdings nur schleppend vorankam. Ihr Bau ist nicht fortgesetzt worden. Aufgrund der fehlenden Akzeptanz in Politik und Gesellschaft verzichtet das ostdeutsche Verbundunternehmen Vereinigte Energiewerke AG (VEAG) vorerst auf den Neubau von Kernkraftwerken. Die Kernenergie wird also in nächster Zeit in der Stromerzeugung in Ostdeutschland keine Rolle spielen.

Brennstoffkosten der Kernenergie

Die *Brennstoffkosten* bei der Stromerzeugung aus Kernenergie betragen inklusive Wiederaufarbeitung und Entsorgung nur rund 2,45 Pf/kWh. Die Kosten für Natururan haben hieran einen Anteil von weniger als einem Zehntel (Stand Januar 1994). Selbst drastische Preiserhöhungen bei Natururan würden die Stromerzeugungskosten deshalb nur vergleichsweise

[59] Hierin ist auch enthalten das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich, das seit September 1988 aus juristischen Gründen außer Betrieb ist sowie das Kernkraftwerk Würgassen, daß nach einem Beschluß der PreussenElektra AG stillgelegt werden soll.

geringfügig beeinflussen. Zudem erlaubt die hohe Energiedichte (und damit das geringe Volumen) des Kernbrennstoffs eine problemlose Vorratshaltung für mehrere Jahre, so daß kurzfristige Versorgungsengpässe nicht auftreten können.

Mit dem Einsatz der Kernenergie basiert ein großer Teil der Stromerzeugung auf einem *kostengünstigen und sicher verfügbaren Brennstoff.* Im Vergleich zur Stromerzeugung aus heimischer Steinkohle kann die Kilowattstunde Strom in Kernkraftwerken – trotz der wesentlich höheren Kapitalkosten – in der Grundlast um etwa 4 Pfennig günstiger erzeugt werden.

Steinkohle

In *Steinkohlenkraftwerken* wurde 1993 in Westdeutschland mit rund einem Drittel der Stromerzeugung ein ähnlich hoher Anteil erreicht wie 1980. Die eingesetzten Mengen stiegen seit 1980 von 35,7 Mio. t SKE auf 45,2 Mio. t SKE im Jahr 1993, vor allem aufgrund der *Abnahmeverpflichtungen der Elektrizitätswirtschaft im Rahmen des sog. Jahrhundertvertrags.*

Diese Abnahmeverpflichtungen sind ein entscheidender Beitrag zur Absatzsicherung für die deutsche Steinkohle und damit zur Dämpfung der struktur- und sozialpolitischen Probleme in den Bergbaurevieren. Es ist aber ordnungspolitisch nicht vertretbar, daß die wachsenden Kosten der Existenzsicherung des deutschen Steinkohlenbergbaus auf Dauer nur von der Elektrizitätswirtschaft bzw. den Stromverbrauchern getragen werden. Die Elektrizitätswirtschaft strebt deshalb nach Auslaufen des Jahrhundertvertrages im Jahr 1995 eine kostenneutrale Regelung an.

Finanzierung des Steinkohlenbergbaus

Mit dem *Energie-Artikelgesetz* vom 19. Juli 1994 hat die Bundesregierung das Finanzierungssystem ab 1996 umgestellt. Die Kohlezuschüsse fließen dann unmittelbar den Bergbauunternehmen zu, damit diese ihre Kraftwerkskohle zu Weltmarktpreisen anbieten können. In der noch offenen Finanzierungsfrage hat der Beschluß des Bundesverfassungsgerichts vom Oktober 1994 eine Vorentscheidung getroffen. Danach ist die Bundesregierung gehalten, den Kohlepfennig als verfassungswidrige Sonderabgabe nach Auslaufen des Jahrhundertvertrages durch eine Haushaltlösung zu ersetzen.

Braunkohle

In *Westdeutschland* hat die Stromerzeugung aus *Braunkohle* in den letzten Jahren, vor allem wegen des Vorrangs der Verstromung heimischer Steinkohle, an Bedeutung verloren. 1993 stammten rund 18 % der gesamten Stromerzeugung aus Braunkohle.

In *Ostdeutschland* basierte die Stromerzeugung 1993 noch zu über 90 % auf der heimischen Braunkohle. Der Versorgungsanteil der Braunkohle betrug 1993 in Deutschland insgesamt 28 % (siehe Tabelle 3.61). Die Steinkohle spielte für die Stromerzeugung in Ostdeutschland bisher keine Rolle. 1994 ging ein 500 MW-Heizkraftwerk in Rostock in Betrieb, das mit importierter Steinkohle betrieben wird (s. Abbildung 4.6 auf Seite 396).

Kohlekraftwerke in Ostdeutschland

Der *Kraftwerkspark in Ostdeutschland* wird grundlegend umstrukturiert. Bis zum 1. Juli 1996, wenn in Ostdeutschland die Fristen der Großfeuerungsanlagenverordnung (GFAVO) abgelaufen sein werden, müssen die bestehenden Kohlekraftwerke entweder mit Rauchgasreinigungsanlagen nachgerüstet oder stillgelegt worden sein. Eine *Nachrüstung und Modernisierung* war nach

Entscheidung des ostdeutschen Verbundunternehmens VEAG nur für acht 500 MW-Braunkohlenblöcke sinnvoll. Sie wird derzeit vorgenommen. Die übrigen Braunkohlenkraftwerke werden stillgelegt. Fünf neue große Braunkohlenblöcke werden derzeit gebaut. Weitere drei Blöcke sind in Planung. Damit wird die Braunkohle auch künftig der wichtigste Energieträger für die Stromerzeugung in Ostdeutschland bleiben.

Erdgas und Heizöl

Erdgas und Heizöl, die 1975 in Westdeutschland zusammen einen Anteil von 30 % erreichten, sind seither aus energiepolitischen und auch aus Kostengründen bei der Stromerzeugung zurückgedrängt worden. Erdöl trug 1993 nur noch knapp 2 % zur Stromerzeugung bei. Der Erdgasanteil stieg seit 1986 jedoch wieder an und lag 1993 bei knapp 7 % (siehe Abbildung 3.38). In Ostdeutschland ist die Bedeutung von Erdgas und Heizöl in der Stromversorgung gleichfalls begrenzt. Durch den *Neubau vieler Erdgas-Heizkraftwerke* vor allem auf kommunaler Ebene wird Erdgas künftig eine stärkere Rolle spielen.

Beiträge der Energieträger zur Stromerzeugung

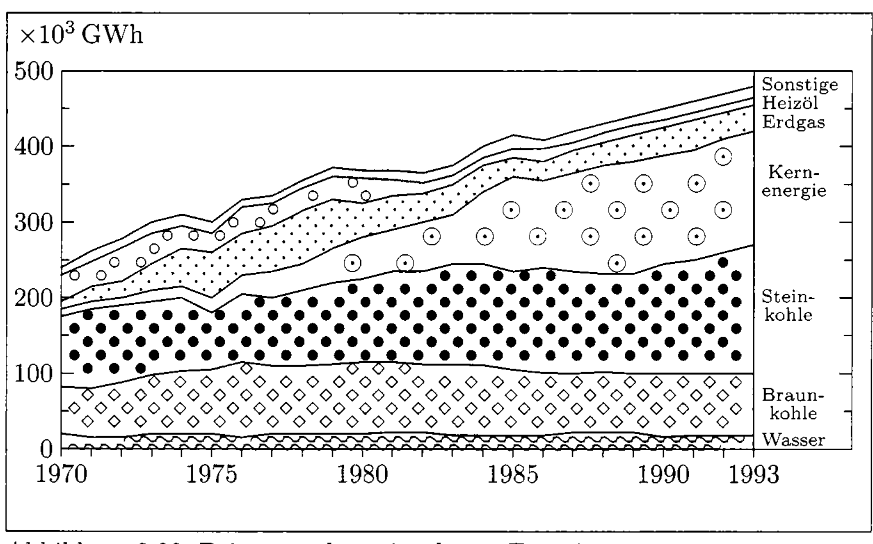


Abbildung 3.38: Beiträge der einzelnen Energieträger zur gesamten Brutto-Stromerzeugung in Westdeutschland.
Quelle: BMWi: *Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland*, Frankfurt/Main, versch. Jahre.

erneuerbare Energien

Bei den *erneuerbaren Energien*, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden, dominiert die Wasserkraft. Einschließlich der Einspeisung aus einigen tausend Kleinstkraftwerken lieferte diese Energiequelle etwa 17 TWh für die öffentliche Stromerzeugung. Das entspricht rd. 3,8 % des Gesamtstromverbrauchs. Die weiteren erneuerbaren Energien wie Müll, Wind, Biomasse und Photovoltaik waren von geringerer Bedeutung. Insgesamt trugen die erneuerbaren Energien 1993 mit 4,4 % zum Gesamtstromverbrauch bei (siehe Tabelle 3.62).

Tabelle 3.62: Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromversorgung (öffentliche Versorgung einschl. Einspeisungen) im Jahr 1993

erneuerbare Energien für Stromerzeugung

	1993	
	TWh	%[a]
Wasserkraft	16,9	3,8
Müll	2,0	0,5
Wind	0,5	0,1
Biomasse	0,35	0,08
Photovoltaik	0,004	0,001
Erneuerbare gesamt	19,7	4,4

[a] Anteil am Gesamtstromverbrauch.
Quelle: Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, Frankfurt/Main.

Ein stärkerer Einsatz der erneuerbaren Energien ist aus Gründen des *Umwelt- und Ressourcenschutzes* wünschenswert. Die deutschen Stromversorger fördern die Anwendung von erneuerbaren Energien durch Beratung und finanzielle Unterstützung für Interessenten und durch die Erprobung eigener, meist großer Anlagen zur Nutzung dieser Energien.

Ein Hindernis für eine stärkere Nutzung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung ist ihre *schwankende Verfügbarkeit* (teilweise ausgenommen: Wasserkraft). Aus diesem Grund können die erneuerbaren Energien die herkömmliche Stromerzeugung nicht ersetzen, sondern nur ergänzen, da sie kaum gesicherte Leistung bieten können. Darüber hinaus sind wegen der hohen Stromerzeugungskosten und der mangelnden Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien *hohe Subventionen erforderlich.*

Dennoch kann das Potential der erneuerbaren Energienausgebaut werden. Eine Zunahme ist bei der Windkraft und der Biomasse zu erwarten. Darüber hinaus wird es künftig möglich werden, Wasserkraftstrom aus Skandinavien zu beziehen.

3.5.3.2 Stromverbrauch

Strom im Energiemarkt

Strom kommt im Energiemarkt eine ständig steigende Bedeutung zu. Der Anteil der Elektrizität am Endenergieverbrauch nahm in Westdeutschland seit 1950 von 4,8 % auf 17,3 % im Jahr 1993 zu.

Dies hat mehrere Gründe: Zum einen ist *Stromanwendung Voraussetzung für Rationalisierung und Automatisierung sowie für Steuerung und Regelung von Prozessen.* Innovationen in Industrie und Gewerbe sind in der Regel mit Stromanwendung verbunden. Immer mehr Energiedienstleistungen werden auf Basis von Strom durchgeführt. Dazu gehört auch der Einsatz von Strom für Umweltschutzzwecke (z.B. Elektrofilter). Zum anderen zeigt sich in Deutschland ein Trend hin zu einer *Dienstleistungs- und Wissensgesellschaft*, die in besonderem Maße auf Strom angewiesen ist. Die

Informations- und Kommunikationstechnik erlangt immer größere Bedeutung.

In *Ostdeutschland* spielt Strom im Energiemarkt noch eine geringere Rolle. 1993 betrug der Stromanteil am Endenergiemarkt lediglich rund 13 %. Dies ist zu einem großen Teil zurückzuführen auf die Ausrichtung der Energiewirtschaft auf die Braunkohle. Durch Ablösung dieses Energieträgers sowie mit dem Aufbau einer modernen Fertigungsindustrie wird die Bedeutung des Stroms im Energiemarkt der neuen Bundesländer zunehmen.

Stromverbrauch

1993 betrug der gesamte *Brutto-Stromverbrauch* 527 Mrd. kWh. Davon entfielen 455 Mrd. kWh auf Westdeutschland. Das sind rund dreieinhalbmal mehr als 1960. Im selben Zeitraum stieg das reale Brutto-Inlandsprodukt (BIP, in Preisen von 1991) um mehr als das Zweieinhalbfache. Die Stromintensität des BIP hat also zugenommen: Der spezifische Stromverbrauch lag 1993 in den alten Bundesländern mit 172 kWh je 1 000 DM BIP um etwa 40 % höher als 1960. In diesen Zahlen drückt sich nicht zuletzt die Wertschätzung der Elektrizität durch die Verbraucher aus.

Übertragungsverluste

Die Verluste bei der Stromübertragung und -verteilung konnten seit 1960 weiter reduziert werden und betrugen zuletzt (inklusive Nichterfaßtem) mit 21,4 Mrd. kWh 4,4 % des Gesamtstromverbrauchs (siehe Tabelle 3.63).

Anteile der Verbrauchergruppen

Die wichtigste Verbrauchergruppe ist die Industrie. Ihr Anteil am Netto-Stromverbrauch ging jedoch von 71 % im Jahr 1960 auf 47 % im Jahr 1993 zurück. Größere Bedeutung erlangten die Verbrauchergruppen Dienstleistungen (öffentliche Einrichtungen, Handel und Gewerbe), deren Anteil im gleichen Zeitraum von 12 auf 20 % stieg, sowie die privaten Haushalte mit 27 % (im Vergleich zu 12 % im Jahr 1960). Größere strukturelle Unterschiede zwischen West- und Ostdeutschland liegen vor allem beim Anteil der Dienstleistungen am Stromverbrauch mit 21 % bzw. 16 %.

Insgesamt war der Netto-Stromverbrauch in Westdeutschland 1993 knapp viermal höher als 1960. Das entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von 4,1 %. Die größten Verbrauchszuwächse gab es in den 60er und den beginnenden 70er Jahren. Die Zuwachsraten des Stromverbrauchs sind jedoch seit Mitte der 70er Jahre bei allen Verbrauchergruppen rückläufig (siehe Abbildung 3.39).

Stromverbrauch der Haushalte

Bei den *Haushalten*, die in den 60er Jahren aufgrund des Ausstattungs-Booms mit Elektro-Hausgeräten noch die dynamischste Entwicklung zeigten, ist die durchschnittliche jährliche Wachstumsrate in den 80er Jahren stark gesunken. Diese Entwicklung ist das Ergebnis verschiedener, zum Teil gegenläufiger Faktoren. Verbrauchserhöhend wirkte sich die steigende Zahl der Haushalte sowie die weiter zunehmende Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten und deren stärkerer Nutzung aus. Verbrauchsmindernden Einfluß hatte hingegen die Entwicklung immer sparsamerer Geräte. Zudem gehen die Verbraucher immer bewußter mit Elektrizität um. Dies ist nicht zuletzt ein Erfolg der Energieberatung der Stromversorgungsunternehmen.

Elektrizitätserzeugung und -verbrauch

Tabelle 3.63: Aufkommen und Verbrauch von Elektrizität in Deutschland

Erzeugung/Verbrauch	Westdeutschland 1960	1970	1980	1990	Deutschland 1993
	GWh				GWh
Brutto-Erzeugung	119 027	242 604	368 770	449 494	525 700
Austauschsaldo Ausland	+4 158	+7 717	+5 695	−884	+800
Austauschsaldo Inland	+7	+34	+63	−141	—
Brutto-Verbrauch	123 192	250 355	374 528	448 469	526 500
Kraftwerks-Eigenverbrauch	7 646	15 685	21 317	30 463	38 000
Pumpstromverbrauch	1 370	2 119	1 769	3 340	5 100
Gesamtverbrauch einschl. Netzverluste	114 176	232 551	351 442	414 666	483 400
Netzverluste	7 652	13 975	14 523	16 479	21 400
Netto-Verbrauch	106 524	218 576	336 919	398 187	462 000
Anteile der Verbrauchergruppen in %					
Industrie	70,8	60,3	52,1	50,1	47,2
Haushalte	12,2	19,7	25,4	25,0	27,3
Dienstleistungen	11,6	14,1	17,3	20,3	20,4
Verkehr	3,6	3,6	3,2	2,8	3,2
Landwirtschaft	1,8	2,3	2,1	1,8	1,9

Quellen: BMWi: *Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland*, Frankfurt/Main, versch. Jahre; A. Wnuk: *1993: Kernenergie in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland*, in: atw, November 1994.

3.5.3.3 Entwicklungsaussichten der Elektrizitätswirtschaft

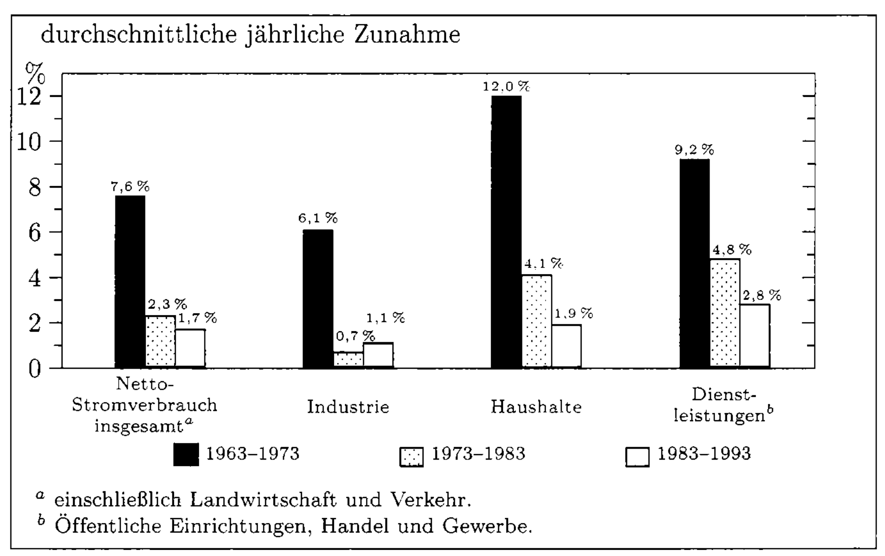
Steigerung des Stromverbrauchs

Nach einer Studie des Baseler Wirtschaftsforschungsinstituts Prognos AG vom Dezember 1991 ist für *Westdeutschland* für den Zeitraum 1989 bis 2010 mit einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung des Brutto-Stromverbrauchs um 1,0 % zu rechnen. Der Brutto-Stromverbrauch im Jahr 2010 wird auf rund 546 000 GWh geschätzt.

Das durchschnittliche jährliche Wachstum des realen Brutto-Inlandsprodukts (BIP) wird für den gesamten Zeitraum mit 2,8 % veranschlagt (2,3 % in den alten, 6,3 % in den neuen Bundesländern).

Die Zunahme des Stromverbrauchs in Westdeutschland ist demnach deutlich geringer als die des Brutto-Inlandsprodukts: *Die Stromintensität sinkt.* Damit setzt sich der Trend der Entkopplung von Stromverbrauchszuwachs und Wirtschaftswachstum auch in der Zukunft fort.

Für *Ostdeutschland* geht die Prognos-Studie – bei allerdings größeren Unsicherheiten – davon aus, daß der Brutto-Stromverbrauch aufgrund der wirtschaftlichen Umstrukturierungen zunächst noch sinkt. Von 1995 bis 2010 steigt der Verbrauch jährlich mit etwa 2,6 % an. Damit würde der Stromverbrauch in den neuen Bundesländern ebenfalls schwächer zunehmen als das Wirtschaftswachstum.



Stromverbrauchs-zuwachsraten

Abbildung 3.39: Durchschnittliche jährliche Zunahme des Netto-Stromverbrauchs in Westdeutschland nach Verbrauchergruppen
Quellen: BMWi: *Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland*, Frankfurt/Main, versch. Jahre; A. Wnuk: *Kernenergie in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland*, in: atw, November 1994.

Der Anteil des Stromes am Endenergieverbrauch steigt nach der Prognos-Studie bis 2010 auf rund 21 %. Für die Industrie allein ergibt sich 2010 ein Stromanteil von 32 % (im Vergleich zu 24 % 1989).

abnehmende Zuwachsraten

Stromverbrauchsprognosen anderer Institute und Organisationen kommen zu ähnlichen Ergebnissen. Die Zuwachsraten im Stromverbrauch nehmen ab. Dies ist einerseits ein *Ausdruck der Erfolge bei der rationellen Stromverwendung*, die nicht zuletzt durch das Beratungsangebot der Stromversorger erreicht werden konnten. Andererseits zeigt sich hier der *Strukturwandel der Wirtschaft.* Der Anteil der wenig energieintensiven Branchen an der Wirtschaftsleistung steigt. Auch zukünftig ist aber eine Steigerung des Stromverbrauchs zu erwarten – im Gegensatz zum Primärenergieverbrauch.

Für eine entwickelte Volkswirtschaft wie die Deutschlands, die durch einen hohen Anteil von Veredelungsindustrien und Dienstleistungen geprägt ist, wird Strom immer wichtiger. Diese Entwicklung läßt sich durch den Slogan *»Immer weniger Strom je Anwendung, aber immer mehr Anwendungen mit Strom«* gut beschreiben.

Energiesparen durch Stromeinsatz

Dies gilt umso mehr, wenn man an Maßnahmen zur Einsparung von Energie denkt, die mit einem Mehrverbrauch von Strom verbunden sind. Als Beispiele lassen sich nennen: der Ausbau des schienengebundenen Personen-Nahverkehrs, die Verlagerung von Gütertransporten auf die Schiene, Gebäudeleittechnik, Nutzung von Wärmepumpen mit Strom als Hilfsenergie oder Elektrofahrzeuge.

Bei zunehmenden Importüberschüssen steigt die Brutto-Stromerzeugung in Deutschland nach Schätzung von Prognos auf rund

Stromerzeugungsstruktur

626 000 GWh im Jahr 2010 an. Steinkohle mit einem Anteil von 29 %, Braunkohle und Kernenergie mit jeweils knapp 24 % werden dabei die wichtigsten Energieträger bleiben, wobei die Erzeugung aus den beiden letzten Energieträgern absolut rückläufig ist. Die Stromerzeugung aus Erdgas wird sich von 1989 bis 2010 mehr als verdoppeln, der Anteil an der Gesamt-Stromerzeugung steigt dadurch auf 14 %. Die Stromerzeugung aus Heizöl verliert weiter an Bedeutung.

Neben der Wasserkraft, die ihren Anteil von um 4 % halten wird, und der Biomasse erlangt von den erneuerbaren Energien nur die Windkraft eine gewisse Bedeutung. Der Photovoltaik rechnet Prognos kaum Chancen aus.

Für Westdeutschland geht Prognos davon aus, daß die Brutto-Engpaßleistung der Kraftwerke bis 2010 nur geringfügig zunimmt. Zubauten bei Steinkohlen- und Erdgaskraftwerken stehen dabei Rückgängen bei Kernenergie und Heizölkraftwerken gegenüber. Starke Zuwächse werden auch für die Windenergie erwartet.

Stromverbund

Von großer Bedeutung für die Elektrizitätsversorgung in Deutschland ist der *Stromverbund zwischen West- und Ostdeutschland.* Dieser wird voraussichtlich bis Ende 1995 hergestellt werden, wenn die dritte von langfristig insgesamt vier Hochspannungsverbindungen zwischen West- und Ostdeutschland in Betrieb genommen wird. Dadurch wird es möglich, Ostdeutschland vom osteuropäischen Verbundnetz abzukoppeln und Strom zwischen West- und Ostdeutschland auszutauschen.

Zwischen *Skandinavien* und *Norddeutschland* waren 1994 drei Unterwasserkabel-Verbindungen im Bau oder in Planung. Diese ermöglichen künftig einen stärkeren Stromaustausch zwischen den Regionen. Die Wasserkraftressourcen in Nordeuropa können in guten Wasserjahren besser ausgenutzt werden. Umgekehrt kann Strom aus deutschen Wärmekraftwerken in wasserarmen Jahren die Versorgung in Skandinavien sichern helfen. In beiden Regionen wird so die Versorgungsstruktur durch Verbreiterung der Bezugsquellen verbessert und zugleich ein Beitrag zum Umweltschutz in Europa geleistet.

Kraftwerksbedarf

Für den westdeutschen Kraftwerkspark wird sich angesichts der abgeschwächten Zuwachsraten und der derzeit ausreichenden Kapazitäten *zunächst kaum Zubaubedarf* ergeben. Von Bedeutung ist vor allem der Ersatzbedarf. Bei heutigen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten sind für die Errichtung eines herkömmlichen Kraftwerkes wenigstens sechs Jahre zu veranschlagen – für Kernkraftwerke mehr. Erste Bauentscheidungen werden daher ab Ende der 90er Jahre zu treffen sein, und zwar auch Entscheidungen über den Ersatz für die Kernkraftwerke der ersten Generation.

Die Aussichten für die Kernenergie in Deutschland sind insgesamt zwar nur schwer zu beurteilen. Gemessen jedoch an den heute absehbaren Herausforderungen der zukünftigen Energieversorgung – Schonung der Ressourcen, Schutz der Erdatmosphäre, zunehmender Energiebedarf der Entwicklungsländer – sollte die Kernenergie in der Deutschland weiterhin ihren Beitrag leisten.

3.6 Rationelle Energienutzung

Bearbeitet von Alfred Voss und Eberhard Thöne

3.6.1 Möglichkeiten eines sparsamen Umgangs mit Energie

3.6.1.1 Grundlegende Bemerkungen

Anstrengungen zur Energieeinsparung und rationellen Energienutzung sind keineswegs neu oder erst durch die Ölpreiskrisen im Jahr 1973 oder 1979/80 ausgelöst worden. Auch in der Vergangenheit sind erhebliche Anstrengungen unternommen worden, Energie rationeller zu nutzen. Die Gestaltung der Energiepreise, die hohe Abhängigkeit unserer Energieversorgung von Lieferanten aus politisch wenig stabilen Regionen, die langfristige Begrenztheit fossiler Energieträger sowie ein verstärktes Umweltbewußtsein sind wohl die wesentlichen Gründe dafür, daß der Energieeinsparung und rationellen Energienutzung in den letzten Jahren ein erheblich gesteigertes Interesse entgegengebracht wird. Gerade deshalb erscheint es notwendig, sich die Möglichkeiten und Grenzen einer sinnvollen Energieeinsparung bewußtzumachen und zunächst einige grundlegende Überlegungen anzustellen, die auch eine Abgrenzung der häufig synonym verwendeten Begriffe Energieeinsparung und rationelle Energienutzung beinhalten.

Energieeinsparung

rationelle Energienutzung

Einsparung, und somit auch Energieeinsparung, klingt für viele Bürger nach Beschränkung und Verzicht. In der Tat kann man Energie einsparen, indem man auf den Nutzen der jeweiligen Energieverwendung ganz oder teilweise verzichtet, z.B., indem man den Sonntagsausflug mit dem Auto ausfallen läßt oder weniger Güter und Dienstleistungen konsumiert, deren Herstellung mit einem Energieaufwand verbunden ist. Man kann aber auch Energie einsparen, ohne den Nutzen einzuschränken. Ein Beispiel hierfür ist die bessere Isolierung von Häusern, die die Aufrechterhaltung derselben Raumtemperatur bei geringerem Energieeinsatz erlaubt. In der Regel ist, bis auf wenige Ausnahmen, eine Einsparung von Energie ohne Einschränkung des Nutzens nur durch mehr oder weniger aufwendige technische Maßnahmen zu erreichen.

Energieaufwand

Wenn der gleiche Nutzen erwirtschaftet werden kann durch einen mehr oder weniger hohen Einsatz an Energie, so bedeutet dies, daß es einen Energiebedarf im eigentlichen Sinne des Wortes nicht gibt. Wenn man von Energiebedarf spricht, so ist damit eigentlich die Nachfrage nach Energieträgern, z.B. Heizöl, Gas oder Strom, gemeint, die sich daraus ergibt, daß ein Bedarf an behaglich temperierten Räumen, an Mobilität und Kommunikation sowie an anderen Gütern und Dienstleistungen besteht, deren Bereitstellung mit einem mehr oder weniger großen Umsatz an Energie verbunden ist. Diesen eigentlichen Bedarf kann man alternativ durch mehr technischen Aufwand (z.B. mehr Isolationsmaterial) und weniger Energieeinsatz oder durch weniger technischen Aufwand und mehr Energieeinsatz befriedigen. Die Ökonomen bezeichnen diesen Sachverhalt als die gegenseitige Substi-

Energiebedarf

Substitution von Energie und Kapital

tution von Energie und Kapital. In allen Bereichen, in denen Energie eingesetzt wird, existieren im Prinzip weitreichende technische Möglichkeiten, Energie zu substituieren. So ist es möglich, ein Haus so zu isolieren, daß bei Zwangsbelüftung fast die internen Wärmequellen zur Aufrechterhaltung einer angenehmen Raumtemperatur ausreichen. Ein höherer technischer Aufwand zur Substitution von Energie ist aber auch mit Kosten sowie einem Mehrverbrauch an Rohstoffen und Energie, z.B. für die Herstellung des Isolationsmaterials, verbunden.

Energie rationell zu nutzen bedeutet, so viel Energie einzusetzen, daß der Gesamtaufwand aller eingesetzten Produktionsfaktoren für die Deckung eines Bedarfs minimiert wird. In diesem Sinne bedeutet rationelle Energienutzung eine Realisierung derjenigen energiesparenden Maßnahmen, die das gleiche Resultat mit weniger Gesamtaufwand erreichen. Damit ist deutlich, daß das Potential von Energieeinsparungen im Sinne einer rationellen Energienutzung abhängig ist von den Preisen der Energieträger und den Kosten der energiesparenden Maßnahmen, in denen sich wiederum die Kosten der eingesetzten Produktionsfaktoren niederschlagen.

rationelle Energienutzung

Die divergierenden Auffassungen über die Höhe realisierbarer Energieeinsparungen, die die öffentliche Energiediskussion kennzeichnen, resultieren daraus, daß die einen sich an dem technisch Machbaren und die anderen sich an dem ökonomisch Sinnvollen orientieren.

Energiediskussion

3.6.1.2 Prinzipielle Möglichkeiten

Der Energieverbrauch kann im Prinzip auf fünf Wegen verringert werden:

- Beschränkung des Verbrauchs auf die gewünschte Nutzanwendung: In allen Verbrauchsbereichen gibt es Energieanwendungen, die von der Art und vom Umfang her weder zu einer zusätzlichen Produktion, noch zu mehr Dienstleistung oder einer Komfortsteigerung führen. Ein Beispiel für diese Kategorie ist die nicht notwendige Beleuchtung von Räumen, in denen sich längere Zeit keine Personen aufhalten.
- Verringerung des spezifischen Nutzenergiebedarfs: Unter diesen Bereich fallen vorwiegend technische Maßnahmen wie z.B. die Verbesserung der Wärmedämmung von Gebäuden, die Substitution von energieintensiven Materialien und veränderte Produktionsverfahren.
- Optimierung der Wirkungs- und Nutzungsgrade: Hierbei geht es um die permanente Weiterentwicklung und Optimierung von Einzelkomponenten, Anlagen, Techniken, Produktionsverfahren und Prozessen unter bestmöglicher Ausnutzung des jeweiligen technischen Fortschritts sowie um eine Gesamtbetrachtung der jeweiligen Energieverbrauchssysteme.
- Energiemehrfachnutzung und Energierückgewinnung: Im Mittelpunkt dieser Optionen steht schwerpunktmäßig die Rückgewinnung von Wärme. Bewährte technische Anlagen für diese Nutzungsmöglichkeiten sind regenerative und rekuperative Wärmetauscher sowie die verschiedensten Wärmepumpenanlagen. Die in diesem Zusammenhang einsetzbaren Verfahren benötigen in einigen Fällen zusätzlich elektrische Energie, so daß hier ein erhöhter Stromverbrauch die Folge der sparsamen Wärmebedarfsdeckung ist.

- Verzicht auf Nutzen von Gütern oder Dienstleistungen: Wenn z.B. auf den Sonntagsausflug mit dem Auto verzichtet wird oder die Raumtemperatur unter die Behaglichkeitsgrenze abgesenkt wird.

3.6.1.3 Energieverbrauch nach Sektoren und Nutzungen

Für die Beurteilung der Möglichkeiten, in Deutschland mit Energie sparsam umzugehen, sind folgende Ausgangsdaten wichtig:

- Nur rund 65 % des Primärenergieaufkommens werden als *Endenergie* verbraucht. 5 % dienen nichtenergetischen Zwecken. 30 % des Aufkommens beanspruchen Eigenbedarf und Verluste im Energiesektor. In diesem Bereich wurden die Möglichkeiten eines sparsamen Umgangs mit Energie schon in der Vergangenheit aus Wirtschaftlichkeitsüberlegungen intensiv genutzt, dennoch gibt es weitere Verbesserungsmöglichkeiten durch den Einsatz neuer Techniken.

Eigenbedarf und Verluste

- Der Endenergieverbrauch teilt sich auf die drei Energienutzungen und die vier Verbrauchergruppen gemäß Tabelle 3.64 auf.

Tabelle 3.64: Der Endenergieverbrauch in Deutschland, aufgegliedert nach Nutzungsarten und Verbrauchergruppen

Nutzungsbereich	Energienutzungsart			
	Licht und Kraft %	Prozeßwärme %	Raumheizung %	Insgesamt %
Industrie	6	22	4	32
Verkehr	27	0	< 1	28
Private Haushalte	3	3	19	25
Kleinverbraucher	6	2	7	15
Insgesamt	42	27	31	100

Endenergieverbrauch in Deutschland

Einsparungen im Endverbraucherbereich sind vor allem möglich bei der Raumheizung in den Haushalten und im Kleinverbrauch (insgesamt 26 % des Energieverbrauchs; die privaten Haushaltungen benötigen ca. 90 % der von ihnen verbrauchten Energie für die Bereitstellung von Wärme für Raumheizung und für Warmwasser). Hier stehen Maßnahmen zur Wärmedämmung und zur Verbesserung der Heiztechnik im Vordergrund.

Im folgenden werden Techniken zur Verringerung des Energieverbrauchs, die bei den Endverbrauchern und im Umwandlungssektor angewandt werden können, beschrieben.

3.6.1.4 Rationelle Energieanwendung bei Endverbrauchern

Wärmedämmung

Unter Wärmedämmung von Gebäuden sind Maßnahmen zu verstehen, die zur Verringerung der Transmissions- und Lüftungswärmeverluste dienen. Darunter fallen

- die Wandisolation,
- die Dachisolation,
- die Kellerisolation,
- der Fenster- und Türenaustausch,
- temporärer Wärmeschutz (z.B. Rolläden) und
- die Fugenabdichtung.

Neubauten

Altbauten

Bei Neubauten sind die Maßnahmen ohne Schwierigkeiten technisch umsetzbar, und zum größten Teil wirtschaftlich. Das überwiegende Einsparpotential liegt jedoch bei den Altbauten, deren Wärmedämmung im Durchschnitt nur halb so gut ist wie bei heutigen Neubauten. Von den z.B. knapp 26 Mio. Wohnungen in den alten Bundesländern sind 21,7 % mehr als 65 Jahre, 13,6 % 35–65 Jahre, 31,8 % 19–34 Jahre, 14 % 12–18 Jahre und 18,9 % weniger als 12 Jahre alt.

Die Wandisolation bei Altbauten ist heute nur im Zuge fälliger Modernisierungsarbeiten wirtschaftlich, wenn Kostenanteile wie z.B. Gerüstbau und Anstrich der Modernisierung angerechnet werden können. Wirtschaftlicher sind dagegen Dach- sowie Kellerisolation und die Fugenabdichtung. Fenster- und Türenaustausch sowie temporärer Wärmeschutz (Rolläden) sind – sofern sie allein aus energetischen Gründen vorgenommen werden – heute in der Regel nicht wirtschaftlich.

Verbesserung der Heiztechnik

Unter der Bezeichnung Verbesserung der Heiztechnik können von den Endverbrauchern folgende Maßnahmen zur Verringerung des Heizenergieverbrauchs durchgeführt werden:

- Einbau neuer, sparsamer Kessel (z.B. Niedertemperatur- oder Brennwertkessel),
- bessere Einstellung oder Anpassung des Brenners,
- Einbau von Thermostatventilen und
- Einbau zentraler Regelgeräte bzw. von Heizcomputern.

Diese Maßnahmen führen zu Verringerungen des spezifischen Energieverbrauchs für die Raumheizung ohne eine Einschränkung der Energiedienstleistung *behaglicher Raum*. Die Maßnahmen sind in der Regel wirtschaftlich.

Wärmepumpe

Unter den Möglichkeiten zur Nutzung der Umweltenergie verdient die Wärmepumpe besonderes Interesse. Ihr Prinzip beruht darauf, daß sie der Umgebung (Außenluft, Erdreich, Grundwasser oder Oberflächengewässer) Wärme bei niedriger Temperatur entzieht und diese Wärme – unter gleichzeitigem Einsatz hochwertiger Energie zum Betrieb von Elektro-, Gas- oder Dieselmotoren – auf ein Temperaturniveau *pumpt*, das für die Raumheizung bzw. die Warmwasserbereitung ausreicht. Das Prinzip entspricht dem des Kühlschrankes, der die Wärme ebenfalls vom kalten Niveau (Kühlraum) in die wärmere Umgebung (z.B. Küche) *pumpt*.

In welchem Maße die Wärmepumpe imstande ist, die für eine Einheit Nutzwärme erforderliche Menge an Primärenergie zu vermindern zeigt ein Vergleich, den G. Klätte auf einer Arbeitstagung der VDEW am 19. November 1979 in Bonn vorgelegt hat (vgl. Abbildung 3.40). Die Ölheizung erfordert je Einheit Nutzenergie 1,73 Einheiten Primärenergie, fast ausschließlich Einfuhrenergie. Die Umwandlungsverluste entstehen mit 0,12 Einheiten bei der Energiebereitstellung und mit 0,61 Einheiten am Verbrauchsort. Die elektrische Speicherheizung benötigt 2,7 Einheiten Primärenergie, hier aber nur 0,4 Einheiten Importenergie, für eine Einheit Nutzenergie. Ihr Wirkungsgrad ist somit recht ungünstig. Dieser Nachteil wird aber aufgewogen durch den Umstand, daß die benötigten Primärenergieträger – Kohle und Uran für die Stromerzeugung – größere Versorgungssicherheit bieten und zudem der Anteil der Urankosten an den Stromerzeugungskosten recht niedrig ist, der Devisenaufwand sich also in Grenzen hält. Trotz des hohen Primärenergiebedarfs ist die elektrische Speicherheizung somit volkswirtschaftlich vertretbar.

Im Verhältnis Primärenergie zu Nutzenergie wesentlich günstiger als die Öl- und elektrische Speicherheizung sind die dargestellten Wärmepumpen. Hinzu kommt, daß ihr Bedarf an Importenergie wesentlich niedriger ist als bei der Ölheizung.

Bei der monovalenten elektrischen Wärmepumpe ist versorgungswirtschaftlich von Nachteil, daß sie gerade zur Zeit der Belastungsspitze den meisten Strom benötigt. Dies kann vermieden werden durch die bivalente Betriebsweise, d.h., die Wärmepumpe wird durch einen anderen Wärmeerzeuger (im allgemeinen durch den schon vorhandenen Ölkessel) ergänzt. Empfehlenswert ist der bivalent-parallele Betrieb, bei dem die Wärmepumpe einen relativ hohen Arbeitsanteil von ca. 85 % erreicht und bei dem Wärmepumpe und Heizkessel unterhalb des Auslegungspunkts der Wärmepumpe (ca. 1 bis 2 °C) parallel arbeiten.

Im bivalent-parallelen Betrieb erreicht die Wärmepumpe mit Luft als Wärmequelle Jahresarbeitszahlen (Nutzenergie im Verhältnis zur Einsatzenergie) zwischen 2,5 und 2,8. Das bedeutet, ca. 60 % der benötigten Heizenergie ist Umweltenergie.

Gas- oder Dieselwärmepumpe

Die im Gesamtwirkungsgrad (Primärenergie zu Nutzenergie) günstigeren Gas- oder Dieselwärmepumpen erreichen im monovalenten Betrieb Jahresarbeitszahlen zwischen 1,3 und 1,5. Diese Wärmepumpensysteme sind allerdings noch in der Entwicklung, um störungsfrei und umweltfreundlich im Dauerbetrieb eingesetzt werden zu können. Sie eignen sich vorzugsweise für größere Verbraucher.

elektrische Wärmepumpe

Die größeren Zukunftsaussichten scheint demzufolge die bivalente elektrische Wärmepumpe – für den Einsatz in Ein- und Zweifamilienhäusern – zu besitzen, obwohl sie bei den derzeitigen Heizölpreisen in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich ist. Dies ist wohl auch der Grund dafür, daß sich die optimistischen Absatzerwartungen der Wärmepumpenhersteller nicht erfüllt haben.

Primärenergiebedarf von Heizsystemen

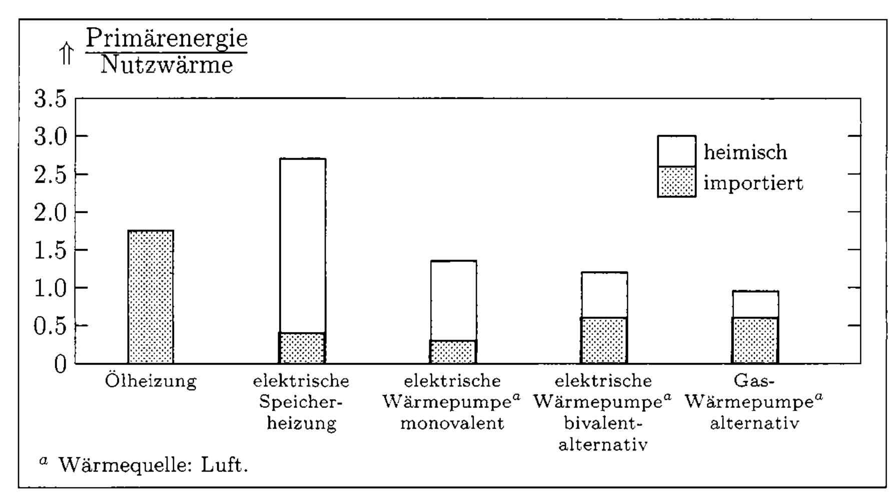


Abbildung 3.40: Primärenergiebedarf von Heizsystemen, bezogen auf den Nutzwärmebedarf (nach G. Klätte).
Quelle: RWE.

3.6.1.5 Rationelle Energieanwendung im Umwandlungsbereich

Fernwärme

In den alten Bundesländern sind rund 100 von insgesamt 8 500 Gemeinden mit Fernwärme versorgt. Von den 66 Gemeinden mit mehr als 100 000 Einwohnern haben 50 Gemeinden, von den Gemeinden zwischen 20 000 und 100 000 Einwohnern nur noch jede zehnte (50 Gemeinden) eine Fernwärmeversorgung. Als Untergrenze für den Aufbau einer Fernwärmeversorgung gelten Gemeinden mit ca. 20 000 Einwohnern, deren Niedertemperatur-Wärmebedarf im allgemeinen bei rund 400 GWh pro Jahr liegt.

Fernwärmeleitungslänge

Die Fernwärmeleitungslänge betrug Ende 1989 ca. 9 746 km. Der Anschlußwert erreichte zum gleichen Zeitpunkt rund 35 600 MJ/s, die Netzeinspeisung ca. 182 000 TJ/a. Der Anteil der Fernwärme an der Niedertemperatur-Wärmeversorgung belief sich auf 9 %, die Zahl der angeschlossenen Wohnungen auf 2,3 Mio. Zirka zwei Drittel der eingespeisten Wärme stammten aus Heizkraftwerken, d.h. wurde in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt.

Fernwärmeversorgung aus Heizkraftwerken führt zu einem sparsameren Umgang mit Energie. Bei den Heizkraftwerken unterscheidet man zwischen verschiedenen technischen Ausführungen:

- Blockheizkraftwerke (dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung mittels Gas- oder Dieselmotoren, aber auch mit Gasturbinen);
- Heizkraftwerke mit Gegendruckturbine (konventionelle Feuerungen und Wirbelschichtfeuerung möglich, in erster Linie Einsatz von Steinkohle);
- Wärmeauskopplung aus kohlebefeuerten Großkraftwerken und Kernkraftwerken (Entnahme-Kondensations-Anlagen).

In Abbildung 3.41 sind die getrennte Strom- und Wärmeerzeugung sowie die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in einem Heizkraftwerk mit

Gegendruckturbine (Kraft-Wärme-Kopplung) dargestellt. Durch die Kondensation des Dampfes bei höherer Temperatur und höherem Druck muß beim Heizkraftprozeß eine Verringerung der Stromausbeute (Stromeinbuße) hingenommen werden. Als Energieeinsatz werden beim Heizkraftprozeß 100 Einheiten Energie gegenüber 145 Einheiten bei getrennter Erzeugung derselben Menge Heizwärme und Strom benötigt. Die Einsparung durch Kraft-Wärme-Kopplung beträgt demzufolge ca. 30 %.

Kraft-Wärme-Kopplung

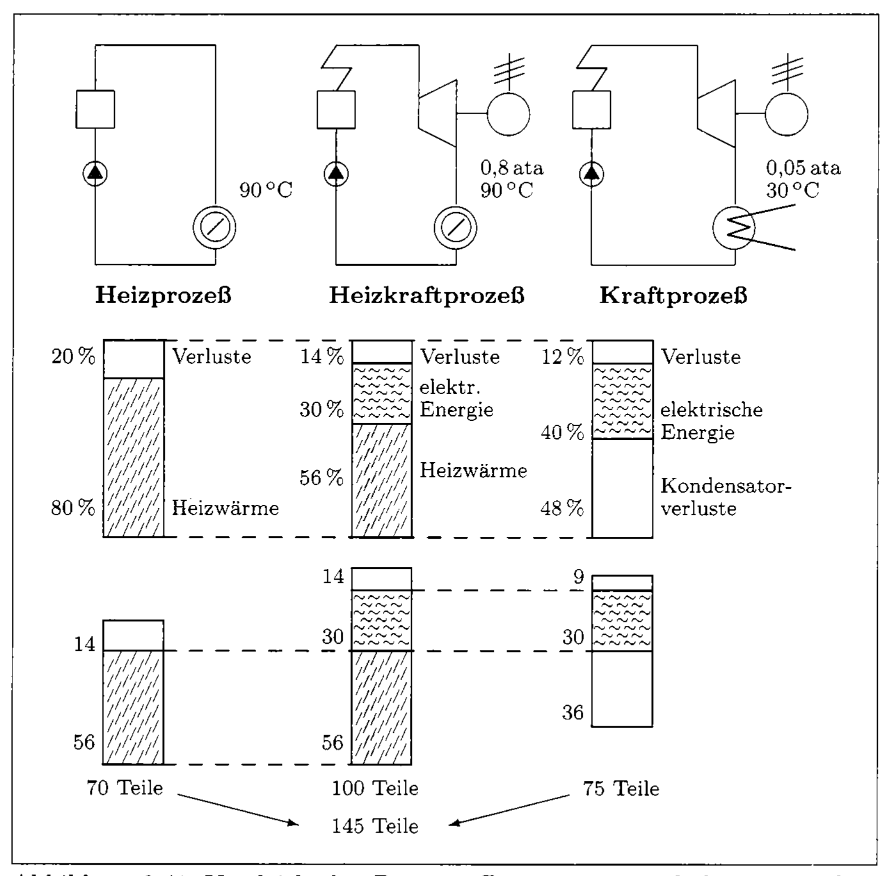


Abbildung 3.41: Vergleich der Brennstoffausnutzung und des notwendigen Brennstoffaufwands für Kraft-Wärme-Kopplung gegenüber getrennter Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme.

Brennstoffausnutzung und -aufwand

Neben den rein energetischen Aspekten zeichnen sich Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärme außerdem durch folgende Vorteile aus:

- Wegfall von Emissionen aus Einzelfeuerungsanlagen unmittelbar im Versorgungsgebiet;
- Erhöhung der Versorgungssicherheit durch die Substitution von Mineralöl durch heimische oder quasiheimische Energieträger (Kohle und Kernenergie).

Zur Bedarfsdeckung bei der Fernwärmeversorgung bietet sich außerdem die industrielle Abwärmenutzung an. Die Vorteile der Nutzung von Industriewärme liegen auf der Hand: Die Energieverbräuche und die Emissionen des Gesamtsystems sinken durch die Nutzung der ohnehin vorhandenen Abwärme.

industrielle Abwärme

Gegenwärtig gibt es in Deutschland nur eine begrenzte Zahl von Beispielen für die Einspeisung industrieller Abwärme in Fernwärmenetze. Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. stammen derzeit nur ca. 1 bis 2 % der Fernwärme aus industrieller Abwärme. Unter der Nutzung industrieller Abwärme wird vielfach nur die externe Nutzung, d.h. die Abgabe von Wärme an andere Verbraucher, verstanden. Die industrielle Wirklichkeit ist demgegenüber durch eine unübersehbare Vielfalt praktizierter interner Verwertung der Abwärme, d.h. der Nutzung im Industriebetrieb selbst, gekennzeichnet. Der spezifische Energieverbrauch der Industrie hat sich von 1973 bis 1988 infolge der gestiegenen Energiepreise um rund 33 % verringert. Ohne intensive interne Abwärmenutzung hätte sich dieses Ergebnis nicht erreichen lassen.

Ein Teil der industriellen Abwärme fällt mit Wassertemperaturen von 30 bis 60 °C an. Diese für die Fernwärmeversorgung zu niedrige Temperatur kann nur durch den Einsatz technisch aufwendiger und damit kostenträchtiger Verfahren erhöht werden.

Weitere Probleme der externen industriellen Abwärmenutzung hängen zusammen mit:

- Unterschieden in der Benutzungsdauer einer Fernheizung (1 500–2 500 Vollaststunden p.a.) und einer industriellen Feuerungsanlage (5 000–8 000 Produktionsstunden p.a.);
- dem zeitlich unterschiedlichen Verlauf des Abwärmeanfalls innerhalb eines Tages oder einer Woche und über das gesamte Jahr;
- der notwendigen Reservehaltung für den Fall von Produktionsunterbrechungen im Industriebetrieb;
- der kürzeren Lebensdauer von Produktionsanlagen im Vergleich zu Fernwärmenetzen.

Bei der internen Nutzung kann die in einem Fertigungsprozeß anfallende Abwärme vielfach im selben Prozeß (z.B. zur Vorwärmung des Einsatzstoffes) eingesetzt werden. Der Aufwand für Energieumwandlung und Wärmetransport ist bei diesem Verfahren gering. Außerdem fallen Wärmebedarf und -angebot oft zeitgleich an. Damit entfällt in der Regel auch das Problem der Vorrats- und Reservehaltung. Die Rückführung von Abwärme in den eigenen Prozeß führt daher im allgemeinen zur Einsparung hochwertiger Einsatzenergie und zur Umweltentlastung.

Aus den genannten Gründen sind zunächst Maßnahmen zur rationellen Energieverwendung innerhalb des Industriebetriebs vorzuziehen, die das Entstehen von Abwärme vermeiden bzw. Abwärme innerbetrieblich nutzen. Bei externer Nutzung ist die Einspeisung in ein größeres Fernwärmenetz zusammen mit anderen Wärmelieferanten vorteilhaft.

Die aufgezeigten Hemmnisse führen zu einer starken Zurückhaltung bei der Ausnutzung industrieller Abwärme. Hier sieht der Staat Handlungsbedarf, und es gibt Überlegungen, zukünftig in Deutschland eine Wärmenutzungsverordnung einzuführen, die eine zumutbare interne oder externe Nutzung industrieller Abwärme unter bestimmten Bedingungen vorschreiben wird.

3.6.2 Energiesparen im internationalen Kontext

3.6.2.1 Feststellungen zur internationalen Situation

Die allgemeine Umwelt- und Ressourcensituation hat in vielen Ländern die Forderungen lauter werden lassen, Energie sparsamer zu verwenden. Beispielhaft sei hier der Beschluß der Bundesregierung aufgeführt, Maßnahmen zur Minderung der Kohlendioxid-Emissionen einzuleiten, um bis zum Jahr 2005 die Emissionen um mindestens 25 % zu senken. Globale Forderungen in ähnlicher Richtung wurden im Juni 1992 auf der Weltklimakonferenz in Rio de Janeiro aufgestellt. Die rationelle Energieverwendung als globales und nationales Ziel hat damit einen zukunftsweisenden Platz in der internationalen Politik gefunden. Die sich zur Zeit abzeichnende Situation läßt sich dabei durch folgende Feststellungen charakterisieren:

Senkung der Kohlendioxid-Emissionen

- Mittel und langfristig stehen global ausreichend fossile Energievorräte zur Verfügung.
- Trotzdem sind politische oder ökonomische Krisen denkbar, die die internationale Energieversorgung beeinträchtigen können.
- Die bisherigen Hoffnungen auf energiebewußteres Verbraucherverhalten haben sich weltweit nur recht begrenzt erfüllt.
- Die Beiträge der neuen Energien erfüllen häufig nicht die in sie gesetzten Erwartungen und werden vorerst keine nennenswerten Beiträge zur Energieversorgung leisten.
- Der Ausbau der Kernenergie stagniert in weiten Regionen der Welt aus den unterschiedlichsten internen und externen Gründen.

3.6.2.2 Entwicklung in den Regionen

In den OECD-IEA-Ländern ist der Energieverbrauchszuwachs zwischen 1970 und 1987 deutlich hinter dem Wirtschaftswachstum zurückgeblieben (vgl. Tabelle 3.65). Das, was man in der öffentlichen Diskussion – wenig sachgerecht und im Grunde irreführend – als Entkopplung bezeichnet hat, trat nach den zweiten drastischen Ölpreiserhöhungen 1979/1980 noch ausgeprägter auf. In den OECD-IEA-Ländern verringerte sich die Energieintensität, definiert als der Energieverbrauch bezogen auf das reale Bruttosozialprodukt, bis 1987 um 18 %-Punkte, wenn das Jahr 1975 als 100 % gesetzt wird (vgl. Tabelle 3.65). Inwieweit der Rückgang der Energieintensität auf wirtschaftliche Strukturänderungen (Verringerung des Anteils der energieintensiven Industrie am Bruttosozialprodukt), den technischen Fortschritt, energiepreisinduzierte oder verordnete Energieeinsparungen zurückzuführen ist, läßt sich nicht genau quantifizieren. Es gibt allerdings Hinweise,

Ölpreiserhöhungen

wirtschaftliche Strukturänderungen

daß die enormen Verteuerungen der Energie 1979/80 der dominante Faktor für die erreichten Energieeinsparungen waren.

Tabelle 3.65: Entwicklung der Energieintensitäten in verschiedenen Regionen

Entwicklung der Energieintensitäten

	1970	1975	1980	1985	1987	1975
Region	%	%	%	%	%	t OE/1 000 $US
Nord-Amerika	105	100	93	80	78	0,75
OECD	106	100	94	83	82	0,51
OECD Europa	106	100	97	91	89	0,36
EG	107	100	96	89	87	0,35
Deutschland	109	100	97	89	86	0,35

Quelle: OECD: *Environmental Data 1989.*

Das bedeutet aber, bei Fortdauer der seit 1982 rückläufigen Rohölpreise oder auch bei mittelfristig nur konstant bleibenden Energiepreisen wird es in Zukunft schwieriger, bei steigendem Bruttosozialprodukt die noch vorhandenen, erst längerfristig ausschöpfbaren Potentiale der rationellen Energieverwendung zu erschließen. Diese Einschätzung wird gestützt durch die abflachende Entwicklung der letzten Jahre.

Vergleicht man die Entwicklung der Energieintensitäten nach Tabelle 3.65, so ergibt sich auf den ersten Blick für den Bereich Nordamerika und OECD insgesamt eine bessere Vergangenheitsbilanz als für Europa. Eine genauere Analyse, bei der dann auch die absoluten Werte in der letzten Spalte betrachtet werden, ergibt jedoch ein anderes Bild. Die Energieintensität Europas war schon 1975 weniger als halb so groß wie in Amerika und immerhin noch 30 % geringer als in der Gesamt OECD. Dies macht deutlich, daß in Europa trotz einer wesentlich geringeren absoluten Energieintensität die Anstrengungen zur rationellen Energieanwendung nicht nachgelassen haben.

3.6.2.3 Situation in Europa

Um das Ziel einer rationellen Energienutzung zu erreichen, wurden von den EG-Mitgliedstaaten drei Arten von Maßnahmen – mit jeweils unterschiedlicher Ausprägung in den einzelnen Mitgliedsländern – ergriffen:

- Regulierende Vorschriften,
- finanzielle Hilfen sowie
- Informations- und Beratungsprogramme.

integrierte Energiesparpolitik

Es sollte das Ziel der Mitgliedstaaten sein, eine integrierte Energiesparpolitik für diese drei Maßnahmenbereiche zu betreiben. Dies ist bisher noch nicht der Fall.

(a) Unter den regulierenden Vorschriften sind zu verstehen:

- gesetzliche Vorschriften für Neubauten, Heizungsanlagen etc.;

- Vorschriften für die Wartung und regelmäßige Inspektion von Brennern, Kontrollsystemen etc.;
- Verhaltensvorschriften wie Temperaturbeschränkungen, Geschwindigkeitsbeschränkungen oder individuelle Heizkostenabrechnung und schließlich die
- Etikettierung des Energieverbrauchs (z.B. Stromverbrauch von Haushaltsgeräten, Benzinverbrauch von Autos etc.).

Wärmeschutz von Neubauten

Die strengsten Vorschriften hinsichtlich des Wärmeschutzes von Neubauten gibt es in Dänemark. Während der letzten Jahre fand in der EG jedoch eine weitgehende Harmonisierung des Wärmedämmstandards statt.

individuelle Heizkostenabrechnung

Raumtemperatur-Obergrenzen für öffentliche Gebäude gibt es inzwischen in fast allen EG-Ländern. Geschwindigkeitsbeschränkungen sind – mit Ausnahme (der Autobahnen in) Deutschland – in allen EG-Ländern eingeführt. Die vorgeschriebenen Höchstgeschwindigkeiten variieren allerdings von Land zu Land. Die individuelle Heizkostenabrechnung, die als ausgesprochen kostenwirksame Maßnahme einzustufen ist, ist bisher nur in wenigen Ländern, darunter in Deutschland, vorgeschrieben.

Sommerzeit

Die Sommerzeit wurde in allen EG-Ländern eingeführt. Die Elektrizitätseinsparungen werden jedoch auf weniger als 0,3 % des Endverbrauchs geschätzt, so daß die positiven Freizeiteffekte wichtiger zu sein scheinen als die Stromeinsparung.

(b) Unter die finanziellen Hilfen sind

- Zuschüsse,
- zinsgünstige Darlehen und
- Steuererleichterungen

einzuordnen. Die Energiesparprogramme sind im allgemeinen in die Wirtschaftspolitik eingebettet und zielen damit auch auf die Schaffung von Arbeitsplätzen. Ziel und wichtigster Gegenstand der finanziellen Unterstützung sind

- allgemeine Einsparungen,
- Wärmedämmung,
- erneuerbare Energiequellen und neue Technologien,
- Fernwärme und Kraft-Wärme-Kopplung,
- Öl- und Gassubstitution sowie
- Beratung.

In mehreren Ländern wurde das Kosten-Nutzen-Verhältnis der durch Fördermaßnahmen erzielten Einsparungen abgeschätzt. Es liegt zwischen 0,25 und 1,3 t RÖE pro 1 000 Ecu und Jahr (0,15–0,78 t SKE/1 000 DM p.a.) im Haushaltssektor und bei den öffentlichen Einrichtungen sowie zwischen 1,2 und 2,8 t RÖE pro 1 000 Ecu und Jahr (0,72–1,68 t SKE/1 000 DM p.a.) in der Industrie, der Landwirtschaft und bei den übrigen Kleinverbrauchern.

(c) Unter Informations- und Beratungsprogrammen einzuordnen sind:

- Informationskampagnen (allgemeine Werbekampagnen über Massenmedien, Anzeigen und Prospekte zur Förderung eines rationelleren Verhaltens im Umgang mit Energie),
- Beratungsdienste (telefonische Beratung, Anfragen, Informationszentren, Beratung »vor Ort«) und

- Bildung und Ausbildung (Seminare, Kurse, Handbücher, Erweiterung der Lehrpläne von Hochschulen, Universitäten, Berufsschulen, Fahrschulen usw., zu dem Themenkreis Möglichkeiten der Energieeinsparung).

Die genannten Maßnahmen zielen darauf ab, die Hemmnisse für die Durchführung von Energiesparmaßnahmen zu beseitigen. Beabsichtigt sind sowohl kurzfristige Effegte durch Information und Beratung als auch mittel- und langfristige Effegte durch Bildung und Ausbildung. Es werden alle Verbrauchergruppen (Haushalte, Kleinverbraucher und Industrie) auf die für sie geeignete Art und Weise angesprochen.

3.6.2.4 Deutschland im Vergleich

Wie schneidet Deutschland im internationalen Vergleich ab? Die Energieintensität in Deutschland hat sich in den vergangenen Jahren erheblich vermindert. Von 1975 bis 1987 hat sich die Energieintensität um 14 %-Punkte verbessert, wenn 1975 als Basis 100 % definiert wird. Wenn man auch den Effekt der ersten Ölpreiskrise berücksichtigt, dann sind es von 1970 bis 1987 sogar 23 %-Punkte. Wie wurde dies erreicht?

Reglementierungen mit dem Ziel, Energie einzusparen oder rationeller zu verwenden – etwa nach dem Muster des von der Mehrheit der Mitglieder der Enquete-Kommission des 8. Deutschen Bundestages empfohlenen 62-Punkte-Maßnahmenkataloges[60] –, sind in Deutschland nur in vergleichsweise begrenztem Umfang eingeführt worden.

Aus dieser Entwicklung läßt sich ableiten, daß es doch wohl eher der Markt als die staatlichen Eingriffe waren, die zum sparsamen Umgang mit der teuren Energie geführt haben.

Eine starke, unmittelbare Wirkung auf das Verbraucherverhalten und damit auf die Höhe des Energieverbrauchs hatten sicher die sprunghaften Ölpreiserhöhungen 1979/80, die zu einem zwischen 1979 und 1983 rückläufigen Energieverbrauch führten und die Funktionsfähigkeit des Marktes demonstrierten. Der Verbrauchsrückgang insbesondere beim Mineralöl hat zu einer nachhaltigen Entspannung der Situation auf den Energiemärkten geführt.

Welche Wirkungen durch die weitgehend freie Entfaltung des Marktes in Deutschland in Verbindung mit begleitenden Maßnahmen des Staates erreicht wurden, macht ein Vergleich zwischen spezifischen Kennziffern zum Energieverbrauch in West- und Ostdeutschland auf der Basis des Jahres 1989 deutlich:

- Der jährliche Pro-Kopf-Energieverbrauch betrug in Ostdeutschland mit 227 GJ 26 % mehr gegenüber den alten Bundesländern mit 180 GJ.
- Der Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt war in der DDR etwa 2,5-mal so hoch wie in den alten Bundesländern.
- Der Bruttostromverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt war in der DDR fast doppelt so hoch wie in der Bundesrepublik Deutschland.

[60] Bericht der Enquete-Kommission: *Zukünftige Kernenergiepolitik* vom 27. Juni 1980, Bundestagsdrucksache 8/4341.

3.6.3 Energiepolitische Maßnahmen der Bundesregierung zur rationellen Energienutzung

Rationelle Energieverwendung ist nach wie vor ein mit hoher Priorität verfolgtes Ziel der Bundesregierung und wird kontinuierlich in den Energieprogrammen fortgeschrieben.

Energiesparpolitik in Deutschland

Die Energieeinsparpolitik in Deutschland ist marktwirtschaftlich ausgerichtet. Sie setzt primär auf die Eigenverantwortlichkeit der Beteiligten. Dem Energiepreis kommt eine entscheidende Steuerungsfunktion zu. Administrative Maßnahmen gibt es in den Bereichen, in denen die Marktkräfte nicht ausreichend wirken. Dies gilt z.B. für die Energieeinsparung in Gebäuden, insbesondere im Mietwohnbereich.

Die Bundesregierung hat den Energieeinsparprozeß in den letzten Jahren mit vielfältigen Maßnahmen in den Bereichen Energieerzeugung, Umwandlung sowie Verbrauch von Energie in allen wichtigen Sektoren flankiert. Der Kraft-Wärme-Kopplung, der industriellen Abwärmenutzung, der Wärmedämmung von Gebäuden, der Verbesserung der Heiztechnik, der Nutzung von Umweltenergie sowie der Senkung des spezifischen Energieverbrauchs von Kraftfahrzeugen und Hausgeräten kommt dabei besondere Bedeutung zu. Nicht zuletzt wurde auch verstärkt darauf hingewirkt, daß sich die öffentliche Hand beispielhaft verhält. Dies hat in den letzten Jahren zu einer weiteren Reduzierung des spezifischen Energieverbrauchs im Industrie-, Haushalts-, Kleinverbrauchs- und Verkehrsbereich geführt. Es ist vorgesehen, diese Entwicklung auch weiterhin durch eine konsequente, an marktwirtschaftlichen Prinzipien orientierte Einsparpolitik zu unterstützen.

3.6.3.1 Instrumente zur Förderung

Unter den von der Energiepolitik genutzten Instrumenten zur Förderung einer rationellen Energieverwendung ist zu unterscheiden zwischen

- regulierenden Vorschriften, Steuern und Abgaben,
- Förderprogrammen,
- allgemeiner Verbraucheraufklärung und Beratung privater Verbraucher sowie kleiner und mittlerer Unternehmer,
- freiwillige Einsparzusagen der Wirtschaft,
- Förderung der Forschung und Entwicklung im Bereich der rationellen Energieverwendung und erneuerbaren Energien,
- Bildungsmaßnahmen,
- Energieeinsparung bei der öffentlichen Hand und der internationalen Zusammenarbeit.

Energiespar-
vorschriften

(a) Folgende regulierende Vorschriften wurden zur Unterstützung der Energieeinsparung erlassen:

Mit der Wärmeschutzverordnung (WSchV) vom 11. August 1977 wurde gegenüber der früher maßgebenden DIN 4108 für neue Gebäude ein zunächst um ca. 30 % verbesserter Wärmeschutz vorgeschrieben. Zum 1. Januar 1984 wurden die Anforderungen durch die Novelle der WSchV vom 24. Februar 1982 erneut erhöht und auf bestehende Gebäude, bei denen Modernisierungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen vorgenommen werden, ausgedehnt. Die Verbesserung des Wärmeschutzes gegenüber der ursprünglichen DIN-Norm beträgt rund 50 %.

Nach langen Diskussionen der betroffenen Verbände und Interessengruppen gilt seit August 1994 eine novellierte Wärmeschutzverordnung, die im Durchschnitt den Heizwärmebedarf von Gebäuden gegenüber der Fassung von 1982 um 1/3 vermindert. Die neue Verordnung gilt schwerpunktmäßig für Neubauten und nur bei *wesentlichen Umbaumaßnahmen* auch für Altbauten. Hier wird für die Zukunft mit weiteren Maßnahmenvorschlägen zu rechnen sein.

Die Anforderungen bezüglich Energieeinsparung an heizungstechnische Anlagen und Brauchwarmwasseranlagen – bis dahin geregelt durch die Heizungsanlagen-Verordnung vom 22. September 1978 – wurden durch die Novelle vom 24. Februar 1982 erhöht. Die Verordnung regelt Tatbestände wie die Anpassung der Wärmeerzeuger an den tatsächlichen Wärmebedarf, die Begrenzung der Abgasverluste, die Wärmedämmung der Rohrleitungen, selbsttätige witterungsgeführte Regelungseinrichtungen und die Begrenzung der Brauchwassertemperatur auf 60 °C.

Die Heizungsbetriebs-Verordnung vom 22. September 1978 stellt Anforderungen an bestehende Heizungs- und Brauchwarmwasseranlagen mit einer Nennleistung über 11 kW. Darin wird eine Begrenzung der Abgasverluste der Wärmeerzeuger vorgeschrieben. Bei Anlagen mit einer Nennleistung über 50 kW ist eine monatliche Funktionskontrolle notwendig. Außerdem verlangt die Verordnung eine Voreinstellung der Wasservolumenströme zu den Heizkörpern. Ab Oktober 1993 gelten im Rahmen der Kleinfeuerungsanlagenverordnung neue Grenzwerte für die erlaubten Abgasverluste. Man geht davon aus, daß daher in den alten Bundesländern in nächster Zeit mehr als 500 000 Heizkessel durch neue, wesentlich effizientere Anlagen ersetzt werden müssen.

Die verbrauchsabhängige Heizkostenabrechnung im freifinanzierten Wohnungsbau wurde durch die Heizkostenverordnung vom 23. Februar 1981 eingeführt. Nach der Novelle vom 5. April 1984 gilt die Verordnung auch im preisgebundenen Wohnungsbau.

(b) Als Anreiz zur Durchführung energiesparender Investitionen wurden verschiedene Förderprogramme durchgeführt.

steuerliche
Förderprogramme

So konnte bis Ende 1987 eine erhöhte steuerliche Absetzung heizenergiesparender Investitionen nach § 82a der Einkommensteuer-Durchführungsverordnung beim Einbau von Wärmepumpen-, Windkraft-, Solar-, Biogas- und Wärmerückgewinnungsanlagen und unter bestimmten Voraussetzungen auch beim Anschluß an Fernwärmesysteme vorgenommen werden (rückwirkende Änderung des Einkommensteuergesetzes vom

24. Januar 1984). Der Vorläufer dieses Programms war das Bund-Länder-Programm zur Förderung heizenergiesparender Maßnahmen, auch 4,35 Mrd.-Programm genannt. Im Rahmen dieses Programms konnten von Mitte 1978 bis Ende 1982 25prozentige Zuschüsse bzw. von Mitte 1978 bis Mitte 1983 Steuererleichterungen für energiesparende Investitionen – wärmedämmende Maßnahmen eingeschlossen – in Anspruch genommen werden.

Investitionszulagen

Vorhaben der Energieerzeugung und -verteilung wurden außerdem nach § 4a des Investitionszulagengesetzes durch eine 7,5prozentige Investitionszulage gefördert. Zu den begünstigten Anlagen zählen Heizkraftwerke, Müllheizwerke und -heizkraftwerke, Laufwasserkraftwerke, Fernwärmenetze, Wärmerückgewinnungsanlagen, Solar- und Windkraftanlagen sowie Wärmepumpenanlagen.

Im Rahmen des Kohle-Heizkraftwerks- und Fernwärme-Ausbauprogramms, das mit 1,2 Mrd. DM (50 % Bund, 50 % Länder) ausgestattet ist, wurden bis Ende 1984 883 Mio. DM Zuschüsse für 185 Projekte mit einem Investitionsvolumen von 4,5 Mrd. DM gewährt. Der Vorläufer dieses Programms war das ebenfalls von Bund und Ländern gemeinsam finanzierte Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP), das im Jahr 1981 ausgelaufen ist.

Verbraucheraufklärung

(c) Allgemeine Verbraucheraufklärung wird einerseits über Presse, Funk, Fernsehen und den Versand von Informationsmaterial betrieben. Weiterhin sind an ca. 160 Orten Deutschlands Energieberater der Arbeitsgemeinschaft der Verbraucher e.V. eingesetzt, die eine kostenlose und unabhängige Beratung vornehmen.

Für kleine und mittlere Unternehmen besteht die Möglichkeit, sich von Energieberatern über wirtschaftliche, organisatorische und technische Fragen der rationellen Energieverwendung beraten und informieren zu lassen. Dafür werden Zuschüsse gewährt.

Einsparzusagen der Wirtschaft

(d) Für den Automobil- und Hausgerätebereich lagen freiwillige Einsparzusagen der Wirtschaft vor. So hatten die Automobilindustrie für den Zeitraum zwischen 1979 und 1985 Verbrauchssenkungen um 15 % und die Elektrohausgeräteindustrie Verbrauchssenkungen von 3–20 % – je nach Geräteart – angekündigt. Die erreichten, in beiden Bereichen über den Sollvorgaben liegenden Einsparungen bestätigten, daß die im Jahr 1980 getroffene Entscheidung, von administrativen Eingriffen abzusehen, richtig war.

Zwischen der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft und der industriellen Kraftwirtschaft wurden Absprachen zur Verbesserung der strom- und wärmewirtschaftlichen Zusammenarbeit getroffen. Durch günstigere Einspeisevergütungen wurden die Rahmenbedingungen für die Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie und den Einsatz regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung entscheidend verbessert. Zur verstärkten Nutzung industrieller Abwärme wurde von den beteiligten Verbänden (BDI, AGFW, VKU und VIK) eine entsprechende Erklärung abgegeben.

3.6.4 Energieeinsparung versus Ausbau der Kernenergie

In der energiepolitischen Diskussion wurde und wird die Energieeinsparung immer wieder als eine Alternative zur Nutzung oder zum Ausbau der Kern-

energie dargestellt. Von verschiedenen Seiten wurden zur Untermauerung dieser These sogenannte Alternativszenarien der zukünftigen Energieversorgung entwickelt. Im folgenden soll der Frage nachgegangen werden, ob die Energieeinsparung eine Alternative zur Kernenergie sein kann.

Enquete-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik«

Am 29. März 1979 wurde die Enquete-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik« vom 8. Deutschen Bundestag eingesetzt. Die Aufgabe der Kommission bestand darin, Empfehlungen bzw. Berichte zu folgenden Problemstellungen an den Deutschen Bundestag abzugeben:

- Kriterien für die Akzeptanz der Kernenergie im Vergleich mit anderen Energieträgern,
- Möglichkeiten und Notwendigkeiten alternativer Brennstoffkreisläufe,
- Brutreaktortechnologie und Inbetriebnahme des SNR-300,
- mögliche Auswirkungen der Energietechnik auf das gesellschaftliche Leben sowie
- Möglichkeiten und Konsequenzen eines zukünftigen Verzichts auf Kernenergie.

Bewertung von Energiesystemen

Die Arbeiten der Kommission wurden im Sommer 1980 der Öffentlichkeit vorgestellt[61]. Als Kriterien für die Bewertung von Energiesystemen werden die Wirtschaftlichkeit, die internationale Verträglichkeit, die Umweltverträglichkeit und die Sozialverträglichkeit angesehen. Eine Quantifizierung erfolgte nicht. Diskutiert wurden nur die Kriterien Umwelt- und Sozialverträglichkeit. Das Kriterium Wirtschaftlichkeit wurde nicht behandelt. Es wurden Handlungsempfehlungen für die Energiepolitik zu den Fragestellungen Energieeinsparung (62 Maßnahmen), Reaktorsicherheit, Entsorgung und Brutreaktortechnologie abgegeben. Die energiepolitischen Handlungsmöglichkeiten wurden mit der Berechnung von sogenannten Pfaden quantifiziert. Im wesentlichen wurden *vier Pfade* untersucht. Analysiert wurde dabei sowohl der Einsatz von als auch der Verzicht auf Kernenergie.

vier Energiepfade

Mit der Beschreibung von energiepolitischen Pfaden wurde versucht, das mögliche Spektrum für die zukünftige Energieversorgung zu erfassen, um insbesondere die Frage zu beantworten, ob die Nutzung der Kernenergie in Deutschland eine Notwendigkeit ist oder ob auf deren Nutzung verzichtet werden könnte. In den vier Energiepfaden spiegeln sich bewußt energiepolitische Vorstellungen wider. Annahmen und Ergebnisse der vier Energiepfade sind in Tabelle 3.66 wiedergegeben.

Pfad 1: Steigender Energiebedarf

- *Pfad 1* ist gekennzeichnet durch einen weiter steigenden Energiebedarf. Die Folge davon ist, daß ein starker Ausbau der Versorgungskapazitäten notwendig wird, inklusive eines Ausbaus der Kernenergie.

Pfad 2: Starkes Energiesparen

- *Pfad 2* geht von einem geringeren Wirtschaftswachstum und einem »starken« Sparen aus. Bei einem verringerten Einsatz von fossilen Energieträgern ist ein Ausbau der Kernenergie auf 40 GWe im Jahr 2000 bzw. 120 GWe im Jahr 2030 erforderlich.

[61] *Zukünftige Kernenergiepolitik, Kriterien – Möglichkeiten – Empfehlungen*, Bericht der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages, Bonn 1980, Bundestagsdrucksache 8/3241.

Tabelle 3.66: Die vier Pfade der Enquete-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik« (wenn nicht anders angegeben, beziehen sich alle Werte auf Mio. t SKE)

		Pfad 1		Pfad 2		Pfad 3		Pfad 4	
Charakterisierung									
Wirtschaftswachstum									
– vor 2000		3,3 %		2,0 %		2,0 %		2,0 %	
– nach 2000		1,4 %		1,1 %		1,1 %		1,1 %	
Strukturwandel in der Wirtschaft		Mittel		Mittel		Stark		Stark	
Wachstum der Grundstoffindustrie		Wie BSP/2		Wie BSP/2		Null		Null	
Energieeinsparung		Trend		Stark		Sehr stark		Extrem	
Jahr	1978	2000	2030	2000	2030	2000	2030	2000	2030
Nachfrageseite									
Primärenergiebedarf	390	600	800	445	550	375	360	345	310
Endenergiebedarf	260	365	446	298	317	265	250	245	210
Strombedarf[a]	36	92	124	47	57	39	42	36	37
Nichtenergetischer Verbrauch	32	50	67	43	52	34	34	34	34
Angebotsseite									
Stein- u. Braunkohle	105	175	210	145	160	145	160	130	145
Erdöl und Erdgas	265	250	250	190	130	190	130	165	65
Kernenergie, in GWe	10	77	165	40	120	0	0	0	0
- davon Brutreaktoren	–	–	84	–	54	–	–	–	–
Regenerative Energiequellen	8	40	50	40	50	40	70	50	100

[a] Der Strombedarf bezieht sich auf den Endenergiebedarf an Strom, nicht auf die Bruttostromerzeugung. Er ist hier in Mio. t SKE angegeben. 1 Mio. t SKE Strombedarf entspricht 8,13 TWh.

vier Pfade der Enquete-Kommission

Pfad 3: Sehr starkes Energiesparen

- *Pfad 3* ist von »sehr starkem« Energiesparen, das durch administrative Maßnahmen herbeigeführt werden muß, und einem starken Strukturwandel in der Industrie geprägt. Rein mengenmäßig betrachtet, scheint ein schrittweiser Verzicht auf Kernenergie möglich.

Pfad 4: Extremes Energiesparen

Verzicht auf Kernenergie

- *Pfad 4* zeichnet sich durch »extreme« Anstrengungen beim Energiesparen aus. Auf Kernenergie wird verzichtet. Das Energieproblem soll von der Nachfrageseite her gelöst werden. Auf der Angebotsseite wird ein hoher Anteil regenerativer Energieträger eingesetzt.

Folgende Kritikpunkte sind anzumerken:

- Zu den zu berücksichtigenden Kriterien für die Bewertung von Energiesystemen zählt auch die »Wirtschaftlichkeit«. Bei der Errechnung der »vier Pfade« hat die Enquete-Kommission dieses Kriterium beiseite gelassen.
- Die Pfade vernachlässigen, daß in einer marktwirtschaftlichen Ordnung die Entwicklung der Struktur der Energieversorgung nicht das Ergebnis einer

Planungsvorgabe, sondern – weitgehend – das Ergebnis der Marktkräfte ist. Die durch die »vier Pfade« gekennzeichneten Entwicklungen der Energiewirtschaft könnten somit allenfalls denkbare Abläufe wiedergeben. Zudem gilt: Je stärker in die Energiewirtschaft eingegriffen wird, um so geringer ist die energiewirtschaftliche Dynamik und Flexibilität und damit auch der spezifische Leistungsbeitrag der Energiewirtschaft zur Volkswirtschaft[62].

außenwirtschaftliche Verflechtungen

— Die Pfade sind national. Sie vernachlässigen die Problematik der außenwirtschaftlichen Verflechtungen der Bundesrepublik Deutschland. Derzeit beruhen etwa 25 % der volkswirtschaftlichen Wertschöpfung Deutschlands auf Einfuhren, gleichzeitig werden wertmäßig etwa 25 % der in Deutschland erzeugten wirtschaftlichen Güter und Leistungen ausgeführt. Zur Bewahrung des wirtschaftlichen Leistungsstandes sollte sich die außenwirtschaftliche Einbindung nicht mindern. Das ist u.a. nur möglich, wenn die Wettbewerbsfähigkeit der stromkostensensiblen Produkte erhalten bleibt. Mit Deutschland im Wettbewerb stehende Industrieländer bauen die Kernenergie jedoch wegen ihres Kostenvorteils aus.

1980 stellte das Öko-Institut, Freiburg, unter dem Titel »Energiewende, Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran« einen Alternativbericht zur Energieversorgung Deutschlands vor. Der Bericht versucht den Nachweis zu erbringen, daß es für Deutschland technisch möglich ist, langfristig auf den Einsatz von Kernenergie und Mineralöl zu verzichten, wenn nur die Möglichkeit einer besseren Energienutzung und die erneuerbaren Energiequellen genutzt würden. Eine derartige Energieversorgung soll darüber hinaus auch noch wirtschaftlich und gesellschaftspolitisch vorteilhaft sein.

Mit den Aussagen des Öko-Instituts setzt sich ein unter der Bezeichnung »Energiewende?« veröffentlichter Bericht der KFA Jülich[63] kritisch auseinander. Ein wesentlicher Kritikpunkt ist dabei, daß die in dem Öko-Bericht unterstellten Einsparungen an Energie in allen Bereichen zwar im Prinzip technisch denkbar sind, daß aber die mit der Einführung dieser Maßnahmen verbundenen Konsequenzen, z.B. für die Kosten der Energiebedarfsdeckung, aber auch für den Freiheitsspielraum eines jeden einzelnen, nicht oder nur unzureichend erfaßt werden und daß die Kostenannahmen zum großen Teil unrealistisch sind.

harter Energiepfad

sanfter Energiepfad

Ein zweiter wesentlicher Kritikpunkt betrifft den im Öko-Bericht postulierten Gegensatz zwischen dem Ausbau der Energieversorgung z.B. durch die Kernenergie (dem sogenannten *harten Pfad*) auf der einen Seite sowie der besseren Energienutzung und der Nutzung der regenerierbaren Energiequellen (dem sogenannten *sanften Pfad*) auf der anderen Seite. Aus technischer Sicht gibt es keinen Grund, daß Energieeinsparung und Nutzung der Kernenergie sich in der Energieversorgungsaufgabe nicht optimal ergänzen können. Aus wirtschaftlicher Sicht wäre es unvernünftig, nur auf die Energieeinsparung oder nur auf die Ausweitung des Energieangebots zu setzen,

[62] H. Michaelis und H. Kaspers: *Die Arbeit der Enquete-Kommission Zukünftige Kernenergiepolitik*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9/1980, S. 658 ff.

[63] K. Schmitz und A. Voß: *Energiewende? Analysen, Fragen und Anmerkungen zu dem vom Öko-Institut vorgelegten Alternativ-Bericht*, Jül-Spez-73, 1980.

denn dies würde einer optimalen Nutzung unserer volkswirtschaftlichen Ressourcen widersprechen.

Auch andere Autoren vertreten in den letzten Jahren die Auffassung, es sei möglich, durch technisch und ökonomisch verbesserte Energiebereitstellung und Energienutzung den Energieverbrauch langfristig auf niedrigem Niveau zu stabilisieren. Der gegenwärtig durch Kohlenwasserstoffe gedeckte Bedarf könne im Rahmen eines dreißig- bis fünfzigjährigen Umstellungsprozesses durch *sanfte*, regenerierbare, vorwiegend dezentrale Energiequellen gedeckt werden, insbesondere durch Sonnenenergie für Heizung und Brauchwasser, Biogas als Treibstoff sowie Wasser- und Windkraft für die Elektrizitätswirtschaft.

dezentrale Energiequellen

Urheber und Hauptverfechter dieser *Soft*-Ideologie ist A. B. Lovins[64]. Er sieht vier Vorteile des »soft path« gegenüber dem von ihm als »hard« gekennzeichneten Weg der gegenwärtigen Energiepolitik: Mannigfaltigkeit der aus vielen kleinen Einheiten gespeisten Energieversorgung; Rückgriff auf die Energieflüsse der Sonne, des Windes und der Vegetation; einfache Technologien und einfache Handhabbarkeit; Anpassungsfähigkeit nach Größen und Standorten an die Besonderheiten des Endverbrauchs.

Dazu einige energietechnische und energiewirtschaftliche Bemerkungen:

(a) Soft-Technologie erfordert wesentlich mehr Kapital als Hard-Technologie, weil in erster Linie Energien mit geringer Flußdichte und entsprechend großem Sammelaufwand genutzt werden und weil die Großanlagen zugute kommende Kostendegression entfällt. Dies hat zur Folge, daß die Kosten der Energiebereitstellung auf der Grundlage von Soft-Technologie wesentlich höher liegen als bei Anwendung herkömmlicher Techniken.

Kosten der sanften Energie

(b) Ein auf Soft-Energie sich stützendes Versorgungssystem bedarf aufwendiger Abdeckungen und Absicherungen. Sonne scheint nur am Tage, Wind weht nur zeitweilig. Die zur Rechtfertigung hervorgehobenen Vorteile einer Dezentralisierung unserer Energieversorgung gehen damit zu einem wesentlichen Teil verloren.

(c) Die Soft-Technologie wird auch mit der These gerechtfertigt, Großtechnik sei nicht kontrollierbar. In Übereinstimmung mit C. F. von Weizsäcker kann dazu gesagt werden: »Nicht die Großtechnik ist das Problem, sondern allein die mangelnde Vernunft des Menschen beim Umgang mit dieser Technik«.

(d) Angesichts der weltwirtschaftlichen Interdependenz kann Soft-Technologie nur weltweit eingeführt werden. Hier ist nicht einmal ein Ansatzpunkt zu erkennen für den erforderlichen weltweiten Konsens zu einem Verzicht auf die Großtechnologien.

(e) Am schwersten wiegt der Einwand, daß die Soft-Technologie wegen des großen Raumbedarfs und der Ansprüche an die Rohstoffwirtschaft und den

---

[64] A. B. Lovins: *Soft Energy Paths – Towards a Durable Peace*, Pelican (UK) 1977; in deutscher Übersetzung: *Sanfte Energie*, Reinbek, 1978; vgl. hierzu auch H. Michaelis: *Zur Diskussion über den harten oder den sanften Weg in der zukünftigen Energieversorgung, Die Energiewirtschaft zu Beginn der 80er Jahre*, Festschrift zum 60. Geburtstag von Hans K. Schneider, München 1980; ebenso den Bericht Jül-Spez-78 der KFA Jülich: *Sanfte Energie; Möglichkeiten – Probleme – Grenzen*, Juni 1980; und O. Renn: *Die sanfte Revolution. Zukunft ohne Zwang*, Essen 1980.

Weltenergiebedarf

Kapitalmarkt auch bei entsagungsvollen Anstrengungen nicht entfernt die Kapazitäten bereitstellen kann, die erforderlich sind, um den weiter zunehmenden Energiebedarf der Welt zu decken.

(f) Für das Thema dieses Buches ist die Tatsache bestimmend, daß auch die engagiertesten Verfechter einer Umstellung auf Soft-Technologien nicht behaupten, diese Umstellung werde sich schon im Laufe der nächsten Jahrzehnte auf die Energieversorgung der Welt oder auch nur der großen Industrieländer deutlich auswirken. Dies ist aber gerade die Zeitspanne, in welcher bei einem weiter steigenden Weltenergiebedarf Schwierigkeiten bei dessen Deckung auftreten und in welcher die Kernenergie trotz aller Anstrengungen zur rationellen Energienutzung am ehesten benötigt wird. Selbstverständlich müssen aber die regenerativen Energiequellen weiterentwickelt und dort, wo es sinnvoll ist, eingesetzt werden. Man sollte sich aber der Grenzen, die diesen Technologien aus ökonomischen und auch aus ökologischen Gründen gesetzt sind, bewußt sein.

Energiepolitik

Für eine marktwirtschaftlich orientierte Energiepolitik, die den Zielen der Wirtschaftlichkeit und auch der Sozialverträglichkeit verpflichtet ist, sowie unter Beachtung der Kriterien internationale Verträglichkeit und Umweltverträglichkeit ist die Energieeinsparung keine Alternative zur Kernenergie. Die richtige Kombination beider Maßnahmen ist ein Weg zur Sicherung der zukünftigen Energieversorgung.

3.7 Regenerative Energien

Bearbeitet von Michael Meliß

Renewables

Die Ölkrisen von 1973 und 1979, das weitgehend verbreitete Unbehagen gegenüber der Kernenergie und die jüngsten Umweltdiskussionen haben den Bemühungen Auftrieb gegeben, »regenerative Energien« – Renewables – als Alternativen zur fossilen und Kernspaltungsenergie zu entwickeln. Neben der bereits abgehandelten Energiegewinnung aus Kernverschmelzungsprozessen (s. Seite 39 ff. und 114 ff.) wird vornehmlich die Nutzung der folgenden regenerativen Energiequellen diskutiert: Wind, Meer, Erdwärme und Sonnenstrahlung unter Einschluß der »Biomasse«.

Die Nutzung der erneuerbaren Energien für eine ständig wachsende Menschheit wird zunehmend wichtiger. Diese Energien verbreitern nicht nur die dringend benötigte Ressourcenbasis, sondern sie sind auch frei von der Emission von klimarelevanten Gasen wie CO_2 und Schadstoffgasen wie SO_2, NO_x und anderen.

erneuerbare Energiequellen

Die Hauptquelle für kommerziell genutzte erneuerbare Energien stellt weltweit derzeit die Nutzung der Wasserkraft dar, gefolgt von der passiven Nutzung der Solarenergie, die allerdings nicht exakt quantifizierbar ist. Ähnlich liegen die Verhältnisse derzeit in Deutschland, wo die erneuerbaren Energien vor allem in Form von Wasserkraft, gegenwärtig mit rund 2,5 % zur Primärenergie beitragen. Es besteht kein Zweifel, daß dieser Anteil mittel- bis langfristig erheblich gesteigert werden muß, wenn die Bun-

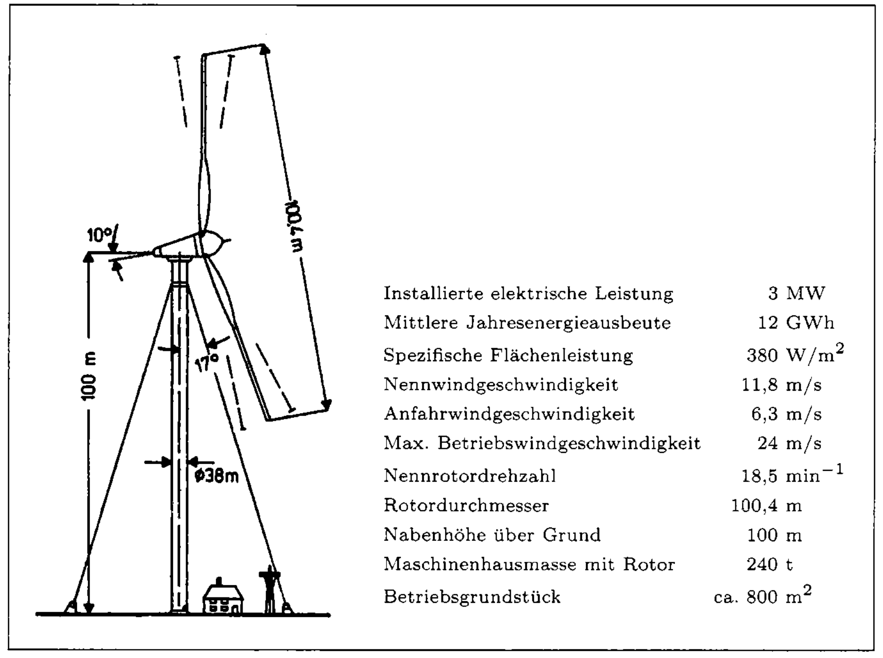
desrepublik ihre selbst eingegangenen Verpflichtungen zur Reduktion der CO_2-Emissionen erfüllen will[65,66].

3.7.1 Windenergie

Windenergie = Sonnenenergie

Der Wind hat seinen Ursprung in der Sonnenenergie. 1,5 bis 2,5 % der auf die Erde eingestrahlten Sonnenenergie werden ständig in Strömungsenergie der Atmosphäre umgesetzt. Diese Energie wird seit dem frühen Altertum genutzt. In abgelegenen Gebieten spielt die Windenergie auch heute noch eine wichtige Rolle, vor allem zum Antrieb von Wasserpumpen. Nach der Energiepreiskrise 1973 war Deutschland intensiv bestrebt, die Windkraft in Großanlagen mit mehreren MW Leistung (s. z.B. Abbildung 3.42) zur Stromerzeugung zu nutzen.

Windenergieanlage Growian



Installierte elektrische Leistung	3 MW
Mittlere Jahresenergieausbeute	12 GWh
Spezifische Flächenleistung	380 W/m²
Nennwindgeschwindigkeit	11,8 m/s
Anfahrwindgeschwindigkeit	6,3 m/s
Max. Betriebswindgeschwindigkeit	24 m/s
Nennrotordrehzahl	18,5 min^{-1}
Rotordurchmesser	100,4 m
Nabenhöhe über Grund	100 m
Maschinenhausmasse mit Rotor	240 t
Betriebsgrundstück	ca. 800 m²

Abbildung 3.42: Schematische Darstellung und charakteristische Daten der *Großen Windenergie-Anlage* »Growian« I.
Quelle: MAN.

Wirtschaftlichkeit der Windenergiekonverter

Wirtschaftlich interessanter erscheint derzeit noch die Stromerzeugung mit kleineren und mittleren Windenergiekonvertern. In den USA waren 1994

[65] Der Bundesminister für Forschung und Technologie: *Erneuerbare Energien, Stand – Aussichten – Forschungsziele*, Bonn, Juli 1992, S. 17. Darin auch auf den S. 18 u. 19 die Tabelle 3.67.

[66] Vgl. dazu M. Melië et al.: *Beiträge der erneuerbaren Energiequellen in einer CO_2-Verminderungspolitik – Ergebnisse der Untersuchungen für die Enquete-Kommission*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 41. Jg.(1991) Heft 5, S. 290–299.

Tabelle 3.67: Regenerative Energien: Forschungsförderung des BMFT

Forschungsförderung des BMFT im Bereich des Förderschwerpunktes E2 »Erneuerbare Energiequellen und Rationelle Energieverwendung« (1982 1993)

Aktivität	Gesamt	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993[a]
	alle Werte in Mio. DM												
Photovoltaik	907,3	65,7	54,0	59,1	53,3	57,8	60,1	70,9	82,5	91,9	104,0	111,0	97,0
Windenergie-Projektförderung	170,6	31,0	16,0	8,9	10,2	12,1	17,8	16,0	12,4	18,1	9,8	9,3	9,0
Windenergie, indirekt-spezifische Förderung	55,2								0,2	3,8	7,8	16,4	27,0
Nutzungssysteme für südliche Klimabedingungen	495,8	61,7	58,2	52,9	43,8	31,4	31,3	35,8	32,5	34,1	42,4	35,7	36,0
Nachwachsende Rohstoffe	80,9								1,3	8,5	16,0	25,1	30,0
Geothermie und übrige Aktivitäten zu Erneuerbaren Energien	133,0	22,4	14,0	14,9	13,3	2,8	4,9	3,3	10,9	14,3	16,7	7,0	8,5
Sekundärenergiesysteme	174,2	30,1	38,1	18,4	12,8	10,4	8,7	11,6	9,7	10,3	7,7	7,4	9,0
Energiesparende Industrieverfahren	231,3	38,3	24,0	24,2	30,5	18,2	12,9	14,0	12,6	12,2	17,1	14,1	13,0
Energiespeicher	117,1	11,1	13,5	8,5	13,9	12,6	13,8	5,5	10,2	11,2	9,1	3,7	4,0
Wasserstoff	158,3	4,8	4,7	8,2	6,1	5,4	8,3	10,0	15,7	18,1	23,2	20,8	33,0
Rationelle Energieverwendung und Solarenergienutzung in Haushalt und Kleinverbrauch	267,9	35,2	28,6	22,4	13,8	12,8	16,2	19,2	21,3	22,1	22,2	24,1	30,0
Summen ohne Großforschungseinrichtungen	2 791,3	300,2	251,1	217,2	197,7	163,6	174,0	186,3	209,4	244,5	276,0	274,6	296,5
Großforschungseinrichtungen	397,1	24,4	20,3	21,3	23,5	25,8	22,4	24,2	30,2	32,6	33,6	71,2	67,6
Summen des Förderschwerpunkts E2	3 188,4	324,6	271,5	238,5	221,2	189,4	196,4	210,5	239,6	277,1	309,6	345,8	364,1

[a] Sollzahlen

Quelle: BMFT: *Erneuerbare Energien, Stand – Aussichten – Forschungsziele*, Bonn, Juli 1992.

mehr als 17 000 Windturbinen kleinerer Leistung mit einer Gesamtkapazität von 1 730 MWe installiert[67]. Anlagen dieser Größenordnung lassen sich auch in unserem Lande zu kleinen Kraftwerksparks zusammenschließen, um beispielsweise im Verbund mit Dieselgeneratoren die Stromversorgung von Inseln zu übernehmen. Für den seit Jahren erfolgreich auf der Insel Kythnos/Griechenland arbeitenden Windenergiekonverterpark von zehn MAN-Anlagen der 20 kW-Klasse weist die Projektleitung nur Amortisationszeiten von etwa sechs Jahren aus.

Verursacht durch das 250 MW-Demonstrationsprogramm in Verbindung mit dem Einspeisegesetz, wurde in Deutschland ein Bauboom kleiner und mittlerer Windenergiekonverter in Gang gesetzt. Zum Jahreswechsel 93/94 waren in Deutschland rund 1 800 Windkraftanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von über 330 MW in Betrieb (s. Abbildung 3.43). Ihre

Windenergieanlagen in Deutschland

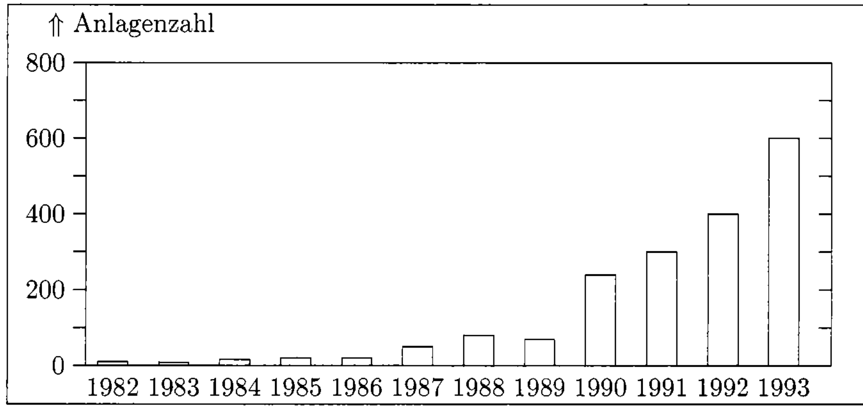


Abbildung 3.43: Anzahl der seit 1982 jährlich in Deutschland aufgestellten Windenergieanlagen.
Quelle: Deutsches Windenergie-Institut Wilhelmshaven.

Stromerzeugung liegt bei ca. 1 400 GWh/a. Damit hat Deutschland in der Weltrangliste der Windenergienutzer mittlerweile Dänemark von Platz 2 nach den USA verdrängt[68]. Die regionale Verteilung der Windkraftanlagen ist in den vergangenen Jahren weitgehend unverändert geblieben: Nach den klassischen Windländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen folgt auf Platz 3 Nordrhein-Westfalen. Leistungsmäßig aber fast gleichauf liegt jetzt Mecklenburg-Vorpommern.

Standorte für Windkraftanlagen

Die Landesregierungen von Schleswig-Holstein und Niedersachsen verfolgen das ehrgeizige Ziel, bis spätestens zum Jahr 2005 jeweils etwa 1 000 bis 1 500 MW an Windenergieleistung verfügbar zu haben[69]. Solch ehrgeizige Pläne lassen sich nur durch noch bessere Ausnutzung der windgünstigsten

[67] Fördergesellschaft Windenergie (FWG): Rundbrief 6/94, S. 5.

[68] A. Keuper: *Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland*, DEWI-Magazin (1994) Nr. 5, August, S. 27-34.

[69] W. Schatter: *Verhaltener Optimismus bei Windenergie*, BWK 45, 1993, Nr. 12, S. 500–501; Husumer Windenergietage vom 22.–26.09.1993: *Nur Kilowattstunden zählen*, Sonnenenergie und Wärmetechnik, 1993, Nr. 6, S. 40–41.

Windgeschwindigkeit in Deutschland

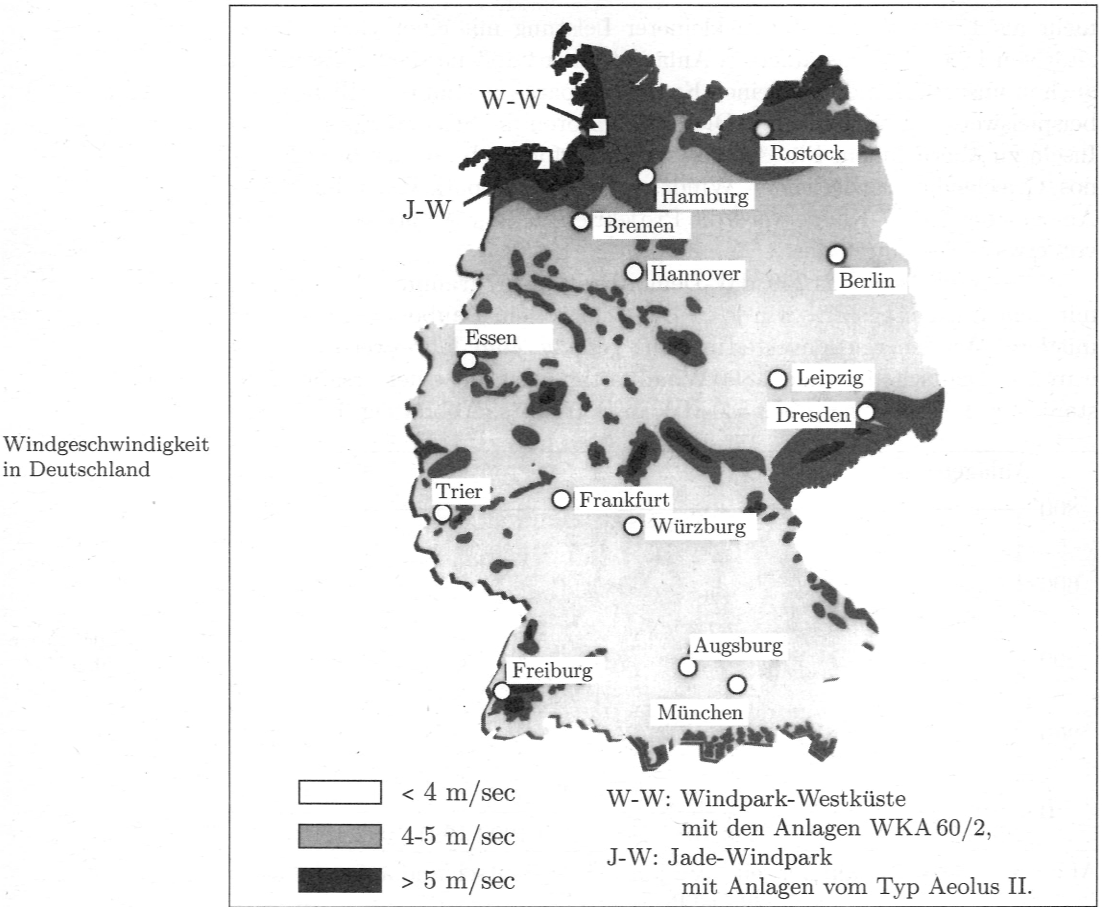


Abbildung 3.44: Lage der Windgeschwindigkeitsbereiche in Deutschland. Windgeschwindigkeiten von 4–5 m/sec lassen Windenergieanlagen möglich erscheinen, über 5 m/sec ist wirtschaftliche Nutzung gegeben.

Förderprogramme der EU: JOULE und THERMIE

Standorte erreichen. Große Windkraftanlagen mit einer Leistung im MW-Bereich sind deshalb für die Zukunft der Windenergienutzung anvisiert. Im Zeitraum von 1983 bis 1993 erhöhten sich die Einheitenleistungen von rund 50 kW auf 500 kW je Anlage, gleichzeitig konnten die Stromerzeugungskosten halbiert werden. Die EU, die mit ihren Förderprogrammen JOULE und THERMIE die Entwicklung von Windkraftanlagen in Europa kontinuierlich gefördert hat, zielt jetzt mit ihrem Förderprogramm WEGA-II (Wind-Energie-Groß-Anlagen) auf die Entwicklung der MW-Klasse. Die Zeitplanung sieht vor, daß die Prototypen im Leistungsbereich von 1 bis 1,5 MW, entsprechend einem Rotordurchmesser von 50 bis 55 m, Ende 1994/Anfang 1995 errichtet werden. Nach ihrer Erprobung und Vermessung könnten





Windversuchsanlage Kaiser-Wilhelm-Koog

Abbildung 3.45: Die Windversuchsanlage mit mehr als 30 unterschiedlichen Modellen im Kaiser-Wilhelm-Koog bei Brunsbüttel. *Photos:* C. Salander.

diese Anlagen etwa 1996/97 für die Serienfertigung reif sein[70]. Der Trend zu größeren Leistungseinheiten könnte bis zum Jahr 2005 neben der Errichtung von kleinen und mittelgroßen Anlagen mit insgesamt rund 1 000 MW Leistung zum Bau weiterer etwa 1 000 MW als Großwindkraftanlagen in Deutschland führen[71].

Großwindkraftanlagen

Heute schon werden am deutschen Markt in der Leistungsklasse zwischen 450 und 800 kW 24 verschiedene Windkraftanlagen angeboten. Von zwei Ausnahmen abgesehen, verfügen alle diese Windkraftanlagen über

[70] Hau: *Sie werden immer leistungsfähiger, EG fördert neue Generation von großen Windkraftanlagen*, Energie 45, 1993, Nr. 9, S. 42–46.

[71] W. Kleinkauf und S. Heier: *Trend zu größeren Einheiten, Technik und Perspektiven der Windenergienutzung*, Energie 45, 1993, Nr. 5, S. 20–27.

Maschinenhaus Windenergieanlage Aeolus II

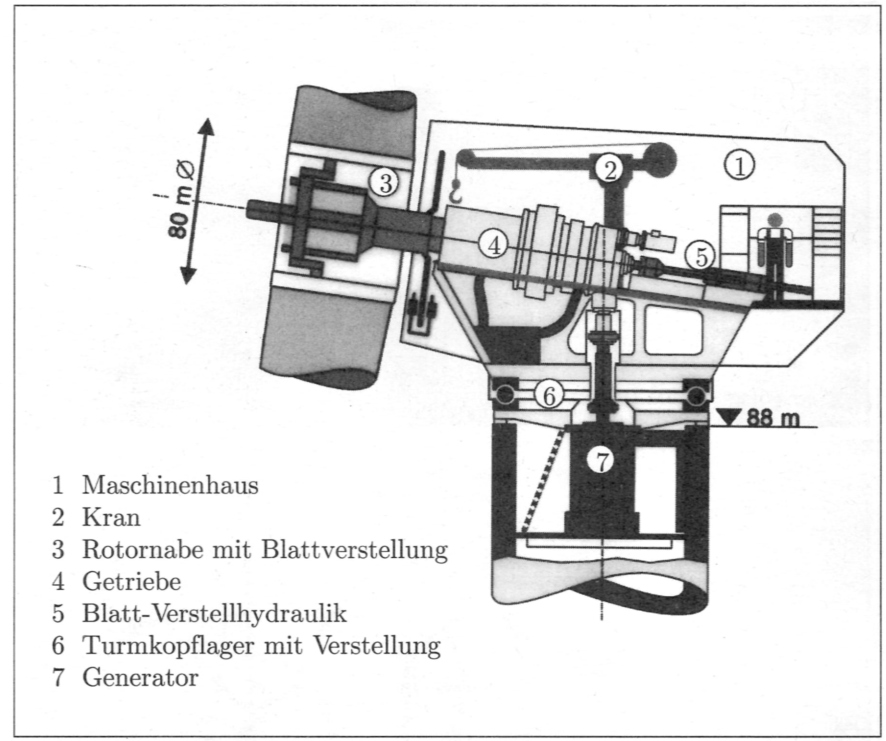


Abbildung 3.46: Schnitt durch das in ca 80 m Höhe angeordnete Maschinenhaus der Windenergieanlage Aeolus II mit 3 MW Leistung.
Quelle: PreussenElektra AG, Hannover.

Dreiflügel-Rotoren. Einige weitere Windkraftanlagen befinden sich darüber hinaus im Prototypstadium.

Growian

Um ein Kernkraftwerk mit 1 300 MWe Leistung durch Windkraft zu ersetzen, müßten im Bereich von 200 km Breite etwa 1 000 Windkraftwerke vom Typ »Growian« – jeweils in einer dem Kölner Dom vergleichbaren Höhe – installiert werden. Würden in allen Regionen Deutschlands mit Windgeschwindigkeiten von über 4,5 m/s (s. Abbildung 3.44) Windkraftwerke des Typs »Growian« errichtet, so könnte ein Beitrag zur Primärenergieversorgung von 75 Mio. t SKE/a erreicht werden, das sind gut 20 % des damaligen Primärenergieverbrauchs (alte BRD).

30 000 Einzelanlagen wären hierfür erforderlich, als technisch nutzbares Potential übersteigt dies jedoch bei weitem die wirtschaftlich realisierbare Nutzung[72]. Dabei sollte auch bedacht werden, daß wenigstens in Einzelfällen

[72] Die Studien der Enquete-Kommission »Schutz der Erdatmosphäre« untermauern zwar – für die Gebiete der alten Bundesrepublik – diese technische Obergrenze, weisen aber deutliche Reduktionen bei Berücksichtigung der Netzrestriktionen und der wirtschaftlichen Randbedingungen aus: Für das Jahr 2005 ergeben sich dabei wirtschaftliche Potentiale zwischen 5 und 10 TWh/a, für das Jahr 2050 solche von etwa 30 TWh/a (L. Bölkow, M. Meliß und H.-J. Ziesing: *Erneuerbare Energiequellen*, End-

der Bau solcher Anlagen auf den Widerstand der betroffenen Grundstückseigner stoßen könnte[73]. Dieses umso mehr, als eine Häufung der sehr großen neueren Anlagen (s. Abbildung 3.45) auch beachtliche optische Auswirkungen hat.

Darüber hinaus bietet sich auch in noch wenig entwickelten Ländern die Windkraft für den Betrieb von Wasserpumpen, die Versorgung von Kommunikationsnetzen und zum Aufbau von Elektrizitätsnetzen an.

3.7.2 Meeresenergie

Gezeitenkraftwerke

Voraussetzung für den Betrieb von *Gezeitenkraftwerken* sind ein großer Tidenhub und günstige Naturbedingungen, die die Anlage eines Dammes gestatten. Erfahrungen mit einer Großanlage liefert nur das an der französischen Kanalküste an der Mündung der Rance nahe bei Saint Malo gebaute Kraftwerk mit einer Leistung von 240 MWe und einer Stromerzeugung von 540 GWh/a, das ergibt eine durchschnittliche Auslastung von 2 250 h/a oder 26 %. Nach Ansicht des Betreibers, der Électricité de France (EdF), erzeugt dieses Kraftwerk Strom aus Gezeitenenergie zu gleichen Kosten wie Kernkraftwerke[74]. Die zukünftige Nutzung von Gezeitenkraftwerken dürfte sich dennoch auf örtlich eng begrenzte Sonderbedingungen beschränken, wie etwa die kanadische Fundy Bay, wo seit 1985 bereits ein 30 MWe-Pilotkraftwerk läuft und nach Aussage des kanadischen »Atlantic tidal power program board« zukünftig einmal ein 5 GWe-Gezeitenkraftwerk den 15 m-Tidenhub zur Stromerzeugung nutzen soll. Der geringe Tidenhub an der deutschen Nordseeküste schließt die Nutzung der Gezeitenenergie für Deutschland aus. Weltweit erscheint auch die Nutzung der *Wellenenergie*, der *Meereswärme* und der *Meeresströmungen* wenig aussichtsreich.

Rance-Mündung

Fundy Bay, Kanada

Meeresenergie-Nutzung

3.7.3 Geothermische Energie

Die Wärme des Erdinnern zu nutzen, ist verlockend, denn pro ca. 30 m zusätzliche Tiefe nimmt die Temperatur um 1 °C zu. Ausgenommen dort, wo die Wärme in vulkanischen Gebieten als heißes Wasser oder Dampf an die Oberfläche tritt oder als heiße Salzlauge angezapft werden kann, ist ihre Gewinnung aber recht schwierig.

1990 existierten weltweit über 200 *Geothermiekraftwerke* mit einer installierten Gesamtleistung von 5 800 MWe. Seit 1979 hat sich dieser Kraft-

Geothermiekraftwerke

bericht der Koordinatoren zum Studienschwerpunkt A2 für die Enquete-Kommission »Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre« des Deutschen Bundestags, Berlin-Jülich-München, März 1990.

[73] Die PreussenElektra AG in Hannover stellt dazu fest, daß sich angesichts des »Wildwuchses« von Windkraftanlagen in unserem Lande »inzwischen aber zunehmende Akzeptanzprobleme gegenüber Windkraftanlagen« abzeichnen (G. Schmitz: *Neue Generation großer Windkraftwerke tritt an*, Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 90 (1991), Heft 24, S. 1413–1414).

[74] N. N.: *Rance's tidal power competitive*, World Solar Markets, 5/1984, S. 4 ff.

werkspark also fast verdreifacht. Für das Jahr 1995 erwartet das internationale Symposium über geothermische Energie[75] ein weiteres Anwachsen auf 9 GWe. Führende Nutzerländer werden die USA, Mexiko, Philippinen und Italien mit jeweils mehr als 800 MWe installierter Leistung sein.

Vergleicht man diese Zahlen mit dem Kraftwerkspark nur Deutschlands, so erkennt man, daß selbst bei einem weiteren Zuwachs bis zum Jahr 2000 weltweit nur etwa ein Bruchteil der deutschen Kraftwerksleistung aus Geothermiekraftwerken gewonnen werden könnte.

Aufgrund der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken relativ niedrigen Betriebstemperaturen von 200 bis 300 °C weisen die bestehenden Geothermiekraftwerke nur Wirkungsgrade von 10–20 % auf. Neben den entsprechend hohen Abwärmemengen sind darüber hinaus auch die Nachteile aus dem meist hohen Salzgehalt des geothermischen Wassers und aus der Emission schädlicher Gase zu berücksichtigen.

geothermische Heizwerke

Weitaus größer als die installierte elektrische Kapazität ist die thermische. 1990 waren etwa 15 000 MWth an *geothermischen Heizwerken* installiert. Dies war mehr als das Doppelte des Jahres 1980.

Deutschland verfügt über keine herausragenden heißen geothermischen Lagerstätten. Im Temperaturbereich über 30 °C sind hier derzeit rund 34 MW an Wärmeleistung installiert[76].

Eine Nutzung der Erdwärme zur Elektrizitätserzeugung ist in Deutschland aus Kostengründen, wegen der Abwärmeprobleme und wegen der erforderlichen großen Flächen auch für die günstigen Lagerstätten absehbar nicht zu erwarten. Günstiger sind die Chancen der Nutzung der Geothermik zur Bereitstellung von *Niedertemperaturwärme*. Diskutiert werden z.Z. insbesondere Möglichkeiten, Effizienz und Wirtschaftlichkeit hydrothermaler Vorkommen durch den Einsatz von Wärmepumpen zu verbessern. Darüber hinaus hofft man, geothermische Energie durch »Mehrfach-« oder »Kaskadennutzung« zu verbessern[77].

Niedertemperaturwärme

Dabei zeigt sich, daß die Nutzung geothermischer Energie in Deutschland, wenn überhaupt, dann nur mit Hilfe des *Hot-Dry-Rock-Verfahrens* größere Bedeutung gewinnen könnte. Dieses Verfahren, bei dem das heiße, wasserundurchlässige Gestein des Untergrundes durch Sprengung oder Einpressen von Wasser künstlich gebrochen wird, um an den so entstehenden Spaltflächen Dampf zu erzeugen, wurde nicht nur in den USA, sondern auch in Japan, Frankreich, England und Deutschland angewandt. Deutschland beteiligt sich z.Z. an einem größeren europäischen Forschungsvorhaben. In seiner ersten Phase konnte bereits in 2 000 m Tiefe eine Gesteinstemperatur von 140 °C erreicht werden. Die bisher erfolgten weiteren Bohrungen zeigen einen überdurchschnittlich hohen Wärmegradienten von 83 °C je km und

Hot-Dry-Rock-Verfahren

[75] R. Schulz: *1990 International Symposium on Geothermal Energy*, Reisebericht, Niedersächsisches Landesamt für Bodenforschung Hannover, 7. September 1990.

[76] D. Schneider und W. Bußmann: *Die Nutzung geothermischer Energie – Ein Beitrag zur Substitution fossiler Brennstoffe*, 8. Internationales Sonnenforum, Tagungsbericht in zwei Bänden, DGS-Verlag, Juli 1992, S. 47–54.

[77] Schulz et al. (Herausgeber): *Geothermische Energie, Forschung und Anwendung in Deutschland*, C. S. Müller, Karlsruhe 1992.

lassen bei einer optimalen Tiefe zur Energieerzeugung von 5,5 km Stromgestehungskosten in Höhe von 20,6 Pfennig je kWh erwarten. Ob diese Zahlen auch erreicht werden, ist allerdings derzeit noch ungewiß.

3.7.4 Sonnenenergie, einschließlich Biomasse

Von den »regenerativen Energien« wird allein der Sonnenenergie eine Chance gegeben, im größeren Umfang wirtschaftlich einsetzbar zu sein. Es ist zu bedenken, daß weltweit ein Wärmefluß von 224 W/m^2 auf die Erdoberfläche (510 Mio. km^2) trifft[78], dies entspricht dem mehr als 10 000fachen des Energieverbrauchs der Menschheit im Jahr 1994.

Wärmefluß durch die Sonneneinstrahlung

In Deutschland erreicht die solare Strahlungsdichte durchschnittlich nur 116 W/m^2, also nur 52 % des Weltdurchschnitts; dies entspricht aber immer noch dem 80fachen unseres Energieverbrauchs.

Es ist möglich, die Sonnenenergie durch eine Reihe grundverschiedener Verfahren zu nutzen. Auch die bereits erläuterte Windenergie sowie die Energie der Wellen, der Meereswärme und der Meeresströmungen zählen dazu. Darüber hinaus können insbesondere folgende Verfahren eingesetzt werden:

(1) Nutzung der direkten und indirekten Sonnenstrahlung für Zwecke der Raumheizung und Warmwasserbereitung durch passive Systeme, Niedertemperatur-Kollektoranlagen oder Wärmepumpen:

passive Solarnutzung

Unter *passiver Solarnutzung* versteht man architektonische und bautechnische Maßnahmen im Wohnungsbau, die die Energiebilanz des Hauses durch stärkere Nutzung der Solarstrahlung positiv beeinflussen. Solche in der Regel von verstärkten Wärmedämmaßnahmen begleiteten Techniken sind z.B. die Ausrichtung des Gebäudes mit der Hauptfensterfront nach Süden oder aber die Umgestaltung der Häuser zu sogenannten »Wohngewächshäusern«, die mit Hilfe von außerordentlich großen Glasflächen dem eigentlichen Wohnhaus eine künstliche Umgebung verschaffen. Bei der technischen Ausgestaltung ergeben sich eine Fülle unterschiedlicher Konzepte. Die Erwartungen in bezug auf Energieeinsparung, die an solche Systeme gestellt werden, reichen dabei bis zu 80 % der im bundesdeutschen Durchschnitt erforderlichen Heizleistungen. Diese Erwartungen sind mittlerweile nicht nur in Europa, sondern auch in Deutschland in einer ganzen Reihe von *Experimental-* und *Demonstrationshäusern* realisiert worden. Derartige »Niedrigenergie-Häuser« lassen sich jedoch zu vernünftigen wirtschaftlichen Konditionen nur als Neubaumaßnahmen planen. Einer weiten Verbreitung derartiger Techniken stehen derzeit nicht nur städteplanerische Hemmnisse, sondern auch Unkenntnisse auf seiten der Architekten und Bauherren entgegen. Größere Beiträge der Energieeinsparung sind also nur langfristig zu erwarten.

solare Gebäudeheizung

Niedrigenergie-Häuser

[78] Die »Solarkonstante«, d.h. der Energiefluß, den die Erde bei senkrechtem Einfall außerhalb der Atmosphäre empfängt, beträgt rund 1 360 W/m^2.

Die heute eingesetzten solarthermischen Systeme zur Niedertemperatur-Wärmebereitstellung werden im allgemeinen mit *Flachkollektoren* ausgeführt. Derartige Kollektoren wandeln sowohl die direkte als auch die diffuse Strahlung in Wärme um. Dies geschieht durch Aufnahme der Strahlung in sogenannten *Absorbern*, von denen die Wärme mit Hilfe eines Wärmeleitmediums abtransportiert wird. Verluste des Absorbers auf der Vorderseite werden durch eine oder mehrere transparente Abdeckungen verringert. Verluste der Rückseiten und Seitenteile werden durch entsprechend dicke Isolationen praktisch verhindert. Durch Aufbringen spezieller Oberflächenschichten kann der Strahlungsverlust des Absorbers eingeschränkt werden. Eine weitere Wirkungsgradsteigerung ist durch zusätzliche Verwendung selektiver Schichten auf den transparenten Abdeckungen möglich.

Sonnenkollektoren

Die Ausgestaltung von Flachkollektoren variiert in weiten Grenzen und beeinflußt den Wirkungsgrad erheblich. Die vom Niedertemperatur-Kollektor bereitgestellte Nutzwärme wird darüber hinaus von meteorologischen Einflüssen und der Art der Kollektorverwendung wesentlich beeinflußt. Während sorgfältig ausgelegte Kollektoren Wirkungsgrade von mehr als 70 % erreichen können, fällt der Systemnutzungsgrad als mittlerer Jahresnutzungsgrad, z.B. beim Einsatz zu Heizzwecken in Deutschland, leicht weit unter 30 %, wenn die Systeme nicht sorgfältig optimiert werden. Der entscheidende Nachteil solarer Heizungs- und Warmwasserbereitungssysteme liegt in unseren Gegenden darin, daß sie während des Winters zur Deckung des Wärmebedarfs nicht ausreichen. Während der Heizungsperiode muß grundsätzlich eine weitere konventionelle Wärmeversorgungsanlage zur Verfügung stehen.

Kollektor-wirkungsgrade

1994 waren mehr als 1 Mio. m^2 Kollektorfläche in Deutschland installiert, die damit etwa 0,3 % der Niedertemperaturwärme bereitstellen. Die meisten Solaranlagen dienen der Erwärmung von Brauchwasser und Schwimmbädern. Nur vereinzelt werden Anlagen auch zu Heizzwecken in der Übergangszeit eingesetzt.

Die bisherigen Erfahrungen haben gezeigt, daß Niedertemperatur-Kollektoranlagen in Deutschland nur in Ausnahmefällen betriebswirtschaftlich konkurrenzfähig mit konventionellen Heizungsanlagen sind. Nur 25 % der Gesamtkosten eines solaren Niedertemperatur-Heizungssystems entfallen auf die Kollektoren. Der Installationsaufwand beträgt häufig mehr als 50 % der gesamten Anlagekosten. Der Rest entfällt auf konventionelle Komponenten wie Wasserspeicher und Pumpen sowie die zum Teil recht komplizierten Regeleinrichtungen.

Wirtschaftlichkeit

Eine Verbesserung der Wettbewerbssituation kann beispielsweise durch Selbsthilfe erfolgen, um die hohen Montagekosten zu reduzieren. So kann der Einsatz von Flachkollektoren, die im Selbstbau im Freibad eingesetzt werden, bei Systemkosten zwischen 100–250 DM/m^2 installierter Kollektorfläche wirtschaftlich sein. Dies ist bei Warmwasserbereitungssystemen mit Gesamtkosten zwischen 800 und 1 900 DM/m^2 Kollektorfläche nur selten der Fall. Die technische Entwicklung ist hier jedoch noch nicht abgeschlossen. Sogenannte hocheffiziente Kollektoren, wie beispielsweise die Vakuum-

Warmwasserbereitung

Kollektoren, können die abgegebene Nutzwärme auf über 500 kWh/m^2/a erhöhen und damit die für die Warmwasserbereitung erforderliche Kollektorfläche auf mehr als ein Drittel reduzieren. Solche Kollektoren werden zur Zeit am Markt verstärkt angeboten.

Solare Umweltwärme ist in großen Mengen mit allerdings geringem Temperaturniveau in folgenden Medien gespeichert: Umgebungsluft, Erdreich, Grundwasser, Flüssen und Seen. Die *Umgebungsluft* ist generell verfügbar, allerdings sinkt im Winter die Temperatur so tief, daß eine Nutzung nicht mehr möglich ist. Das *Erdreich* kann dagegen ganzjährig Wärmeenergie abgeben. Die Nutzungsmöglichkeiten der Erdreichwärme sind allerdings eingeschränkt, weil die notwendigen Grundstücksflächen nicht überall vorhanden sind. Die Wärme des *Grundwassers* kann zwar ganzjährig genutzt werden, aber es tritt nicht überall in der gewünschten Menge auf, und darüber hinaus sind von seiten der Wasserschutzbehörden rechtliche Restriktionen zu erwarten. Die Nutzung der *Umweltwärme in Flüssen und Seen* ist geographischen und jahreszeitlichen Schwankungen unterworfen.

Erdreichwärme

Neben der Umweltwärme wird auch versucht, *Abwärme* aus industriellen Prozessen mit Hilfe von Wärmepumpen zu nutzen. Die Wärmepumpe hat die Aufgabe, das für die Raumheizung zu niedrige Temperaturniveau der Umweltwärme anzuheben. Die am weitesten verbreitete Wärmepumpe ist die *Kompressionswärmepumpe mit Elektromotorantrieb*. Sie besitzt einen thermodynamischen Kreislauf, der aus Verdampfer, Verdichter, Kondensator und Drossel besteht. Im Kreislauf zirkuliert ein spezielles Fluid, ein Kältemittel, das die Eigenschaft hat, bei sehr niedrigen Temperaturen zu verdampfen. Die Umweltwärme wird der Umgebung durch den Verdampfer entnommen, wobei das Kältemittel verdampft. Der mit der Umweltwärme beladene Kältemitteldampf wird dann im Verdichter auf das gewünschte Temperaturniveau angehoben, indem elektrische Antriebsenergie in Wärme umgewandelt und an den Dampf übertragen wird. Der Wärmeinhalt des Dampfes, bestehend aus Umweltwärme und umgewandelter Antriebsenergie, wird im Kondensator an das Heizungswasser abgegeben. Der Dampf kondensiert dabei zu flüssigem Kältemittel. In der Drossel wird dann der vom Verdichter erzeugte Druck abgebaut, so daß der Anfangszustand im Kältemittel wieder erreicht ist und der Kreislauf von neuem beginnen kann.

Wärmepumpen

Die Entnahme von Umweltwärme erfolgt über einen Wärmetauscher, der entweder gleichzeitig der Verdampfer ist oder der über einen Zwischenkreislauf den Verdampfer mit Wärme versorgt. Eine interessante Form des Luftwärmetauschers stellt das sogenannte »Energiedach« dar. Hier bildet der Wärmetauscher gleichzeitig das Dach des Hauses, was architektonisch sehr gut gelöst werden kann. Der Vorteil des Energiedaches ist, daß der Wärmeinhalt der Luft und des Regens und darüber hinaus noch die Energie der Sonnenstrahlen genutzt werden können. Die gleichen Vorteile erhält man, wenn man den Wärmetauscher beispielsweise in die Fassade der Häuser oder aber in eine Zaunkonstruktion integriert. Eingesetzt werden in diesem Zusammenhang auch kompakte Wärmeabsorber, die in

Energiedächer

Fassadenkollektoren

Form von *Energieblöcken, -stapeln, -fächern, -säulen* etc. auf oder neben den Gebäuden errichtet werden können.

Wärmepumpen

Von Elektromotoren betriebene Kompressionswärmepumpen werden heute überwiegend in privaten Haushalten zur Raumheizung und Warmwasserbereitung eingesetzt. Insgesamt waren 1993 etwa 360 000 dieser Anlagen in Betrieb, wovon über 80 % zur reinen Warmwasserbereitung mit Heizleistungen unter 5 kW eingesetzt wurden. Die Heizungswärmepumpen weisen dagegen Heizleistungen von 8 bis 20 kW auf. Zu den oben genannten Wärmepumpen kommen noch etwa 500 größere Einheiten im Bereich über 30 kW, bei denen der Antrieb des Kompressors nicht durch einen Elektromotor, sondern über Gas- oder Dieselmotoren erfolgt. In diesem größeren Leistungsbereich wird die Kompressionswärmepumpe zunehmend von der *Absorptionswärmepumpe* verdrängt. Der thermodynamische Prozeß ist hier komplizierter und erfordert einen höheren apparativen Aufwand. Allerdings ist als großer Vorteil zu nennen, daß weniger bewegte mechanische Teile benötigt werden. Auch für kleinere Heizleistungen werden Absorptionswärmepumpen bereits vereinzelt am Markt angeboten.

Konkurrenzfähigkeit

Kleine *Warmwasserwärmepumpen* weisen Systemarbeitszahlen von 2 bis 2,4 auf und sind damit zum Teil heute konkurrenzfähig mit konventionellen Warmwasserbereitungssystemen. Bei den größeren Heizungswärmepumpen ergibt sich eine Wirtschaftlichkeit nur, wenn die zur Verfügung stehende Wärmequelle möglichst billig erschlossen werden kann. Größere fossil betriebene Wärmepumpen sind in aller Regel wirtschaftlich, wenn die entsprechenden Abnehmerstrukturen vorhanden sind.

(2) Sonnenkraftwerke:

Solarkraftwerke

Auch die Nutzung der Sonnenenergie als Energiequelle für herkömmliche Wärmekraftwerke ist technisch möglich. Die Solarstrahlung wird dabei mit Hilfe von Linsen- oder Spiegelsystemen konzentriert. Dieses Verfahren wird beispielsweise seit vielen Jahren im Sonnenofen von Odeillo bei Fort Romeu (1 400 m) in den französischen Pyrenäen genutzt. Dort werden die einfallenden Sonnenstrahlen von 63 auf einem gegenüberliegenden Hügel montierten Spiegel in einem Hohlspiegel reflektiert, der die Strahlung auf einen Schmelzofen konzentriert. Bei 1 000 kW Leistung kann eine Temperatur von 3 800 °C erreicht werden. Würde man in diesem Ofen anstelle des Schmelztiegels einen Wärmetauscher einsetzen, so könnte die Solarenergie zur Dampferzeugung und der Dampf wiederum zur Elektrizitätserzeugung genutzt werden. Weltweit befindet sich mehr als ein Dutzend derartiger *Solarturmkraftwerke* in Erprobung.

Solartürme

Solarfarmen

Eine Alternative zu diesem Konzept sind die sogenannten *Solar-Farm-Kraftwerke*, bei denen die Solarstrahlung mit Hilfe von Parabolrinnen, Paraboloiden oder ähnlichem konzentriert ein Wärmeträgermedium aufheizt. Mit Hilfe von Sammelleitungen wird dieses Medium zu einem zentralen Kraftwerk geleitet und hier ebenfalls zur Stromerzeugung genutzt.

Auf der Basis der bisherigen Erfahrungen läßt sich ableiten, daß das Solar-Tower-Kraftwerk nur bei relativ großen Leistungen (ab ca. 100 MW)

wirtschaftlich werden könnte. Im Leistungsbereich darunter ist der Hauptkonkurrent die Photovoltaik und nicht die Solarfarm-Anlage, die wohl vorzugsweise zur wirtschaftlichen Bereitstellung von Prozeßwärme bis etwa 300 °C einsetzbar ist. Dennoch werden sie für besonders günstige Bedingungen, wie sie etwa in Kalifornien aufgrund der hohen Sonneneinstrahlung und der mit dem Sonnenangebot zeitlich gut übereinstimmenden Energienachfrage gegeben sind, weiter ihr Einsatzgebiet finden. Die neun in Kalifornien installierten *Parabolrinnenkraftwerke* mit einer installierten Leistung von über 350 MW erzeugen Strom zu Kosten von 14 bis 16 Pf/kWh und sind damit unter den gegebenen Umständen fast wirtschaftlich[79].

Prozeßwärmeerzeugung

(3) Photovoltaische Umwandlung:
Die mit Solarzellen in Satelliten gewonnenen Erfahrungen zeigen, daß es möglich ist, großflächige Solargeneratoren zu bauen, die Sonnenenergie direkt in Elektrizität umwandeln.

Diese Nutzung der Solarstrahlung beruht auf dem photovoltaischen Effekt: Eine elektrische Spannung entsteht durch Absorption elektromagnetischer Strahlung. Dieser Effekt kann in Gasen, Flüssigkeiten und Festkörpern auftreten. Bei den Halbleitern erreicht er die höchsten Wirkungsgrade. Das heute am weitesten verbreitete Halbleitermaterial ist Silicium, mit dem in monokristalliner Form Wirkungsgrade von 23 %, in polykristalliner Form solche von 18 % und in amorpher Form Wirkungsgrade von 12 % erreicht wurden. Tabelle 3.68 gibt eine Übersicht über die derzeit technisch interessantesten Solarzellen. Daraus wird ersichtlich, daß sowohl im Labor als auch in der Produktion die Wirkungsgrade ansteigen.

Photovoltaik

Solarzellen

Wichtigstes Material ist nach wie vor Silicium. Hier hat nach einer gewissen Stagnation die Entwicklung des kristallinen Siliciums durch die Punkt-Kontaktzelle von Green und die MIS-Inversionsschichtzelle von Hezel eine entwicklungsmäßige Renaissance erlebt. Experten erwarten, daß in den kommenden Jahren beim kristallinen Silicium Wirkungsgrade im Bereich von 15 bis 20 % in der Produktion erreicht werden[80].

kristallines Silicium

Darüber hinaus wird eine Fülle anderer Halbleitermaterialien untersucht. Zu beachten ist, daß der theoretische Maximalwirkungsgrad für Einschichtzellen weniger als 30 % beträgt. Die Angabe der Wirkungsgrade bezieht sich dabei stets auf genau definierte Bedingungen. Für terrestrische Anwendungen in Deutschland gilt beispielsweise: Eine Einstrahlungsleistung von 1 kW/m^2 mit einer spektralen Verteilung des Sonnenlichts, wie sie der 1,5fachen Durchquerung der Atmosphäre entspricht (AM 1,5), bei einer Umgebungstemperatur von 25 °C. Die genannten Wirkungsgrade beziehen sich dabei auf einzelne Zellen, d.h. Halbleiterflächen von einigen cm^2. Je nach Anforderung an Strom und Spannung durch den elektrischen Verbrau-

Wirkungsgrad der Photovoltaik

[79] D. Kearney et al.: *Status of the SEGS-Plants*, ISES-Weltenergiekongress 1991, S. 545–550.

[80] W. Hoffmann: *Umsetzung der Sonnenenergie in Strom: Die MIS-Inversionsschicht-Solarzelle*, in: *Wege in die Solargesellschaft IV*, Dokumentation zur Vortragsreihe an der Fachhochschule Darmstadt im Sommersemester 1963, S. 25–41.

Tabelle 3.68: Übersicht über technisch interessante Solarzellen

Material	Laboratorium		Produktion	
	Fläche cm^2	Wirkungsgrad %	Fläche cm^2	Wirkungsgrad %
Silicium (kristallin)				
einkristallin	4	23,3	100	17,5[a]
– als Konzentratorz.	0,15	27,5	26	17,2[a]
multikristallin	4	17,8	100	14,2[a]
EFG-Band	50	14,8	100	12,5[b]
Dünnschicht	1	15,7		
Silicium (amorph)				
monojunction	1	11,5		5–8[a]
multijunction		13,2		5–8
GaAs (epitaktisch)				
auf GaAs	0,25	25,7		
– als Konzentratorz.	0,25	28,7		
auf Ge			8	18,2[b]
auf Si	2	18,3		
II-VI-Verbindungen				
CdS/CdTe	0,31	15,8		
$CdZnS/CuInSe_2$ (CIS)	3,5	14,8		
$CdZnS/CuIn(S,Se)_2$	3,5	15,2		
Tandemstrukturen				
a-Si/CIS	4	15,6		
Si/GaAs	0,3	31,0		
GaAs/GaInP	1	27,6		
GaAs/GaSb	0,05	35,8		

[a] Status: Produktion.
[b] Status: Pilotproduktion.
Quelle: A. Räuber: *Entwicklungstendenzen der Photovoltaik*, Sonnenenergie und Wärmetechnik, 1993, Nr. 4, S. 22–27.

Solarzellen

cher müssen diese Zellen parallel oder in Reihe zu sogenannten *Modulen* und *Paneelen* verschaltet werden. Komplette *Solargeneratoren* verfügen darüber hinaus in der Regel noch über kleinere Batteriespeicher und entsprechende Regeleinrichtungen. Der Gesamtwirkungsgrad kompletter Systeme ist dementsprechend geringer als die Einzelzellenwirkungsgrade. Er schwankt von 2 % für Kleinstanwendungen (Taschenrechner, Uhren etc.) bis über 10 % für größere Anlagen (solare Wasserpumpen, dezentrale Stromerzeugung etc.).

Kosten von Solarzellen

Die Kosten der ursprünglich ausschließlich in der Weltraumforschung eingesetzten Solarzellen konnten in den letzten zehn Jahren zwar drastisch gesenkt werden, sie betragen heute für ein- oder multikristallines Silicium aber immer noch mindestens 7 DM/W Spitzenleistung. Ihr Einsatz ist daher

heute nur in ausgesprochenen Sonderfällen bei sehr kleiner Leistung wirtschaftlich. Erprobt werden jedoch durchaus auch in Deutschland bereits große Anwendungen, wie z.B. die 300 kWe-Pilotanlage zur Stromversorgung des Kurzentrums und der umliegenden Verbraucher auf der Nordseeinsel Pellworm, die 1983 ihren Betrieb aufnahm. Auf 16 000 m^2 sammeln hier Solarzellen Sonnenenergie. Trotz günstiger Bedingungen betragen jedoch die Stromgestehungskosten heute noch rund 2 DM/kWh.

Solarzellenforschung

Die Solarzellenforschung konnte zwar ihr einstmals angepeiltes Ziel, die Herstellkosten für Module für 1985 auf unter 5 DM/Wp zu drücken, bislang nicht erreichen, jedoch steht für die zukünftige Entwicklung eine solche Fülle unterschiedlicher Optionen offen, daß auch Erzeugerkosten weit unter diesem Ziel erreichbar erscheinen. Der weltweite Einsatz von photovoltaischen Stromerzeugungsanlagen ist in der Vergangenheit exponentiell gestiegen. Die Produktionskapazität ist im Jahr 1993 auf über 60 MWp/a gestiegen. Nach Japan und der USA liegt Europa dabei mit fast 15 MW/a an dritter Stelle[81].

(4) Nutzung von Biomasse:

Biomasse ist in chemischer Form gespeicherte Sonnenenergie, die durch *Photosynthese* als organische Materie entsteht. Denkbar wäre es, diesen Photosyntheseprozeß auf industrielle Maßstäbe zu transponieren, um auf direktem Wege aus solarer Strahlungsenergie beispielsweise Wasserstoff zu gewinnen. Die entsprechenden Entwicklungen befinden sich jedoch noch im Stadium der Grundlagenforschung. Biomasse selbst kann durch physikalische, thermochemische oder biologische Prozesse zu flüssigen, festen oder gasförmigen Brennstoffen umgewandelt und zur Energieerzeugung genutzt werden[82].

physikalische Biomassenkonversion

Die *physikalischen Prozesse* der Biomassenkonversion umfassen die Trocknung und mechanische Verdichtung, wie sie heute beispielsweise in Form der *Pelletierung* von Strohabfällen praktiziert wird. Zu den Prozessen zählen darüber hinaus *Extraktionsverfahren* wie etwa das Pressen von Raps oder Sonnenblumen zur Ölgewinnung.

thermochemische Biomassenkonversion

Bei den *thermochemischen Verfahren* wird Biomasse durch Oxydation,

[81] Auf die nach Ansicht des Verfassers unsinnigen Pläne einer Nutzung solarer Strahlungsenergie durch großflächige, mit Solarzellen ausgestattete Satelliten (man denkt an 20–100 km^2 Kollektorfläche je Satellit) soll hier nicht weiter eingegangen werden.

[82] Auf der Konferenz der Vereinten Nationen über neue und erneuerbare Energiequellen im April 1981 in Nairobi wurde festgestellt, daß diese Quellen etwa 15 % des kommerziellen und nichtkommerziellen Energiebedarfs der Welt decken. Auf die Verwendung von Brennholz und Holzkohle entfällt mit 12–13 % der weitaus größte Anteil. Die Wasserkraft leistet nur einen vergleichsweise bescheidenen Beitrag von 1,7 %, ebenso die aus der Umwandlung, also nicht aus der Verbrennung, von Biomasse gewonnene Energie mit 0,8 %. In den Entwicklungsländern deckt das Brennholz einen erschreckend hohen Teil des Gesamtenergiebedarfs: in Afrika 60 %, in Indien 56 % und in Lateinamerika 20 %. Die fortschreitende Abholzung mit der Folge einer Austrocknung, Erosion und Versteppung weiter Landstriche ist ein ernstes ökologisches Problem. Weltweite Bemühungen, hier Abhilfe zu schaffen, wie sie beispielsweise in der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages vorgeschlagen werden, beginnen nur langsam zu greifen.

externe Wärmezufuhr oder chemische Behandlung in Sekundärenergieträger überführt. Bei der technischen Realisierung laufen diese Prozesse häufig neben- oder hintereinander ab. Man unterscheidet grob die Klassen *Verbrennung*, *Vergasung* und *Verflüssigung*.

biologische Biomassenkonversion

Bei den *biologischen Prozessen* schließlich erfolgt die Umsetzung der Biomasse mit Hilfe von Mikroorganismen (Bakterien, Hefen etc.). Man kann auch hier drei Klassen definieren: *anaerobe Alkoholgärung*, *anaerobe Biogaserzeugung* und *aerobe Verrottung*.

Denkt man an einen großtechnischen Einsatz der Biomassenutzung, so können nur die Verbrennung und die pyrolytische Holzkohleerzeugung als wirklich technisch ausgereift angesehen werden. Die Vergasung, insbesondere von Holz, befindet sich im intensiven Stadium der Forschung und Entwicklung. Interessante Einsatzgebiete finden sich auch in Deutschland. Die Verflüssigung von Biomasse zu Methanol oder Benzin nach vorhergehender Erzeugung von Synthesegas dürfte – wenn überhaupt – nur für große Massendurchsätze wirtschaftlich interessant werden. Sie ist damit auf Länder mit geeignetem Klima und schnellen Biomassewachstum beschränkt. Dies gilt auch für die Alkoholgärung, die große Monokulturen (*Energieplantagen*) erforderlich macht. Für Deutschland kann mit der Realisierung derartiger Projekte nicht gerechnet werden, allein die Nutzung der Abfall- und Rückstandsbiomasse könnte jedoch auch hier einen durchaus beachtlichen Teil an Energie bereitstellen. In Deutschland fallen jährlich etwa 4 Mio. t Überschußstroh und 4 Mio. t Waldrestholz an, deren Verfeuerung etwa 3 Mio. t Heizöl ersetzen könnte. Dabei liegt jedoch ein großes Problem bei der Biomasseverbrennung in dem hohen Schadstoffausstoß. Die Nutzung des Waldrestholzes stößt insbesondere auf Schwierigkeiten bei der Sammlung und Aufbereitung.

Schadstoffausstoß bei Biomasseverbrennung

Der jährliche Verbrauch von Brennholz ist in Deutschland auf gegenwärtig schätzungsweise 5 bis 6 Mio. m^3 gestiegen. Dies entspricht einem Energiebeitrag von 1,5 bis 1,7 Mio. t SKE/a. Hauptgewichte der deutschen Aktivitäten zur sonstigen Nutzung der Biomasse liegen im Bereich der *Biogaserzeugung*. Zunehmendes Interesse wird neben Fragen der Wirtschaftlichkeit auch Fragen des Umweltschutzes wie etwa der Entschwefelung von Biogas gewidmet.

Deponiegasverwertung

Eine weitere bereits praktizierte Biomassenutzung stellt die Verwendung von *Deponiegas* dar. Auch hier stehen jedoch weniger energetische als vielmehr ökologische Aspekte im Vordergrund[83].

Der Autor steht einer weltweiten industriellen Verwertung der Biomasse, beispielsweise durch schnellwachsende Pflanzen, skeptisch gegenüber, da fraglich ist, ob umfassende Projekte verwirklicht werden können ohne Rücksicht auf die dadurch verlorengehenden Nahrungswerte und die ungleiche Ernährungssituation der Bevölkerung der Erde. Selbst dünn besiedelte Flächenstaaten wie die USA, Kanada oder Schweden wollen zunächst in Testplantagen Erfahrungen über ökologische Konsequenzen von großflächi-

[83] K.-O. Luik und B. Reinicke: *Planung, Bau und Betrieb von Anlagen zur Deponiegasnutzung*, Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 1990 (1991), Heft 24, S. 1429–1432.

gen Monokulturen sammeln. Die entsprechenden Konversionstechnologien sind großtechnisch noch nicht erprobt, eine Wirtschaftlichkeit muß unter den gegebenen Restriktionen und der geringen jahreszeitlichen Anlagenauslastung auf absehbare Zeit in Deutschland als nicht realistisch angesehen werden. Dazu kommt, daß eine anderweitige Verwendung (z.B. Nahrungsmittel, Tierfutter, chemische Produkte etc.) eine höhere Wertschöpfung erwarten läßt als die energetische Nutzung von Biomasse.

3.7.5 Zusammenfassende Würdigung

Als Resümee kann festgehalten werden: So naheliegend, wenn nicht gar verführerisch, eine Nutzung der Sonnenenergie in großindustriellen Maßstäben auch unter Umweltaspekten sein mag (die Verwendung in Satelliten und für andere Sonderzwecke mit geringem Energiebedarf kann hier außer Betracht bleiben), so wirft diese Nutzung doch eine Reihe von Problemen auf, die bei allen oder einigen Verfahren auftreten. Diese Probleme sind[84]:

- derzeit noch weitgehend unbekannte, in jedem Fall hohe Investitionskosten;
- ein wegen der geringen Energieflußdichte der Sonnenstrahlung erheblicher Flächenbedarf;
- Bedarf an Speicherkapazität: wegen der jahres- und tageszeitlichen wie auch wetterbedingten Schwankungen werden zur kontinuierlichen Energiebereitstellung Speicher oder aber Zusatzsysteme benötigt;
- lange Entwicklungszeiten und hohe Entwicklungskosten.

Diese Faktoren machen es unwahrscheinlich, daß Sonnenenergie auf mittlere Sicht eine mehr als lokale Rolle bei der Energieversorgung in klimatisch nicht begünstigten Zonen spielen wird. Gleichwohl ist die Erforschung der Nutzung dieser Energiequelle Objekt weltweiter Forschungsanstrengungen.

Abgesehen von der Bereitstellung solarer Niedertemperaturwärme für lokale Verwendungen wird keine »regenerative« Energie – Wind, Gezeiten, Erdwärme, Sonne und thermonukleare Fusion, um nur die wichtigsten Energiequellen zu nennen – bis zur Jahrhundertwende einen mehr als bescheidenen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Dies gilt auch für die Versorgung mit Elektrizität. Nur auf lange Sicht kann man hoffen, daß dies für die eine oder andere Energie möglich sein wird, am ehesten wohl für die Sonnenenergie. Ob, wann und wie dies gelingt, läßt sich noch nicht absehen. Jedenfalls setzt dies von Erfolg gekrönte langfristige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten voraus. Diese Arbeiten sind aber auch dringend geboten, um für unsere mit der Zeit mehr und mehr gefährdete Energieversorgung die Basis zu verbreitern und damit die Bedarfsdeckung zu verbessern. Auch dem Umweltaspekt ist hier besondere Aufmerksamkeit zu widmen.

Notwendigkeit von Forschungsarbeiten

Die Anstrengungen sollten sich dabei in erster Linie auf die folgenden Entwicklungen richten:

[84] M. Melíß: Vortrag vor der Gesellschaft für Verantwortung der Wissenschaft, Dezember 1977 in Königstein/Taunus. Die Ergebnisse sind auch mitgeteilt in U. Waas: *Kernenergie – ein Votum der Vernunft*, Köln 1978, S. 84.

- Photovoltaik unter der Voraussetzung, daß Aussicht besteht, die sich ergebenden Kosten der Stromerzeugung ausreichend zu reduzieren;
- Biomassenutzung unter Berücksichtigung des Umweltschutzes, der Rezyklierung und der Düngemittelproduktion;
- Windenergiekonverter;
- thermische Nutzung der Sonnenenergie durch passive Systeme, Wärmepumpen und fortgeschrittene Kollektoranlagen.

Gerade auf diesem Felde müssen wir sorgfältig unterscheiden zwischen Wunschdenken und realistischer Vorausschätzung. Tabelle 3.69 stellt für das Gebiet der alten Bundesrepublik einige jüngere Potentialstudien ge-

Potential erneuerbarer Energiequellen

Tabelle 3.69: Technisches Potential erneuerbarer Energiequellen bei lokaler Nutzung nach verschiedenen aktuellen Abschätzungen für Deutschland

	Wärmeerzeugung (Endenergie) TWh/a	Strom-erzeugung TWh/a	Brennstoff-äquivalent TWh/a	Primärenergie-äquivalent TWh/a	Anteil am PEV[a] %
Beitrag 1988	18	20	81	87	2,7
TA-Studie[b]	250	135	588	630	19,7
Klima-Enquete[c]	255–324	136–155	595–711	640–765	20,2–24,1
Nitsch/Luther[d]	225	120	525	565	17,8

[a] PEV = Primärenergieverbrauch.
[b] TA-Studie stellt die Ergebnisse der Enquete-Kommission »Technikfolgenabschätzung und -bewertung« dar.
[c] Mit Klima-Enquete sind die Ergebnisse der Enquete-Kommission »Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre« gemeint.
[d] Nitsch/Luther bezeichnet die Ergebnisse des Buches von J. Nitsch und J. Luther: *Energieversorgung der Zukunft, rationelle Energienutzung und erneuerbare Energiequelle*, Springerverlag, Berlin, 1990.

Quelle: J. Nitsch et al.: *Potential erneuerbarer Energiequellen in der Bundesrepublik Deutschland*, 1991.

Beiträge zur Primärenergieversorgung

genüber[85]. Dabei wird deutlich, daß die aus heutiger Sicht für technisch realisierbar gehaltenen *Beiträge zur Primärenergieversorgung* unseres Landes in der Größenordnung von 20 % liegen. Wann diese Beiträge erreicht werden können, ist allerdings weniger ein Problem der Technik, als vielmehr der Konkurrenzfähigkeit der einzelnen Techniken sowie der politischen Ziel- und Rahmensetzungen.

Der *Weltenergierat* hat sich in seiner Untersuchung »Energy for Tomorrow's World« eingehend mit den möglichen Deckungsbeiträgen erneuerbarer Energien zur Weltenergieversorgung befaßt und gelangt dabei zu realistischen, gemessen an den Wunschvorstellungen aber bescheidenen Vorausschätzungen (s. Kapitel 7.3.5.3, S. 750).

[85] Tabelle 3.69 entstammt der Publikation von J. Nitsch et al.: *Potential erneuerbarer Energiequellen in der Bundesrepublik Deutschland* in: Forschungsverbund Sonnenenergie, Themen 90/91, S. 8–15, DLR, Köln, 1991.

3.8 Ergänzende Literatur zu Kapitel 3

Alternativen der Energiepolitik: Gräfelfing 1978.

Amery, C. u.a.: *Energiepolitik ohne Basis. Vom bürgerlichen Ungehorsam zu einer neuen Energiepolitik*, Frankfurt/Main 1978.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Hrsg.): *Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland*, Frankfurt/Main, versch. Jahrgänge.

Baier, M. (Hrsg.): *Energy and Economy – Global Independencies*, Köln 1986.

Bischoff, G.; Gocht, W. u.a.: *Das Energiehandbuch*, Braunschweig 1984.

Bischoff, G. und Gocht, W.: *Energietaschenbuch*, 2. Auflage, Wiesbaden 1984.

Borch, G.; Fürböck, M.; Manfeld, L.; Winje, D. (Hrsg.); Winje, D.; Hanitsch, R.: *Energiemanagement*, Reihe: *Handbuchreihe Energieberatung/Energiemanagement*, Bd. I, Köln, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo 1986.

Bossel, H. u.a.: *Die Energiewende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*, Frankfurt/Main 1980.

Brachmann, H. (Hrsg.) (VDEW): *Grundlagen einer Produktions- und Kostenlehre der Stromerzeugung*, Frankfurt/Main 1980.

Brecht, Chr.; Goethe, H. G.; Krämer, H.; Reintjes, H.; Sondermann, H. (Hrsg.): *Jahrbuch Bergbau, Öl und Gas, Elektrizität, Chemie*, Reihe: *Jahrbuch Bergbau, Öl und Gas, Elektrizität, Chemie, Essen*, div. Jahrgänge.

British Petroleum Co.: *Statistical Review of the World Oil Industry 1919*, London 1980.

British Petroleum Co.: *BP Statistical Review of World Energy*, London, Juni 1994.

Buch, A.: *Kohle – Grundstoff der Energie*, München 1978.

Das Buch vom Erdöl: Hamburg, 4. Auflage, 1978.

Bund, K.: *Die neue Rolle der Steinkohle*, Essen 1979.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.): *Energierohstoffe der Welt – Bestandsaufnahme zur Weltenergiekonferenz 1980 in München*, München 1980.

Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): *Energie Daten 94*, Frankfurt/Main 1994.

Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi): *Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland*, Frankfurt/Main, versch. Jahrgänge.

Bundesregierung (Hrsg.): *Energieprogramm der Bundesregierung, Dritte Fortschreibung vom 04.11.81*, Bonn 1981.

Bundesregierung (Hrsg.): *Das energiepolitische Gesamtkonzept der Bundesregierung: Energiepolitik für das vereinte Deutschland* (93. Ergänzung März 1992), Reihe: BT-Drucksache, Bd./Nr. 12/1799, Bonn 1992.

Burchard, H.-J.: *Chancen und Risiken der künftigen Versorgung mit Erdöl und Energie.* Kieler Vorträge. Tübingen 1979.

Burchard, H.-J.: *Energieversorgung der Zukunft. Ergebnisse der XI. Weltenergiekonferenz*, München und Hamburg 1980.

Coenen R., (Hrsg.): *Steinkohle, Technikfolgenabschätzung ihres verstärkten Einsatzes in der Bundesrepublik Deutschland*, Hrsg. Bundesministerium für Forschung und Technologie, Bonn, und Kernforschungszentrum Karlsruhe, Berlin, Heidelberg, New York und Tokio 1985.

Czakainski, M. (Hrsg.): *Energiepolitik. Ein deutsch-lateinamerikanischer Dialog*, Mainz 1981.

EC-Commission: *Energy 2000. A Reference Projection and Alternative Energy Outlooks for the European Community and the World to the Year 2000*, Cambridge 1986.

Eden, R., Posner M., Bending, R., Crouch, E., Stanislaw, J. (Hrsg.): *Energy Economics – Growth, Resources and Policies*, Cambridge 1981.

EG-Kommission: *Die Kernindustrie in der Gemeinschaft. Hinweisendes Nuklearprogramm gemäß Artikel 40 Euratom-Vertrag*, KOM (84) vom 27.11.1984.

EG-Kommission: *Energiepolitiken der Mitgliedstaaten. Hauptfragen für die Zukunft*, KOM (84) 693 vom 13.12.1984.

EG-Kommission: *Fortschritte beim Strukturwandel. Hauptergebnisse der von der Kommission vorgenommenen Analyse der Energiepolitiken der Mitgliedstaaten*, KOM (84) 87 vom 29.02.1984.

EG-Kommission: *Neue energiepolitische Ziele für die Gemeinschaft*, KOM (85) 245 vom 28.05.1985.

EG-Kommission: *Rahmenmitteilung über die Auswirkungen des Unfalls von Tschernobyl*, KOM (86) 327 vom 13.06.1986.

Eiß, H.; Lukes, R.; Pick, H.; Schulz, W.; Hrsg. (EWI): *Die Ordnung des Elektrizitätsmarktes in der Europäischen Gemeinschaft*, Reihe: *Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts*, Bd. 37, München 1990.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln: *Preisbildung in der Energiewirtschaft*, Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln. München 1977.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln: *Planung in der Energiewirtschaft*, Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln. München 1978.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln: *Die Energiewirtschaft im Übergang auf neue Strukturen*, Tagesberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, München 1980.

Energy – Global Prospects 1985–2000: Report of the WAES. New York 1977

Energy Policies and Programmes of IEA Countries: 1984 Review. Paris 1985

Engelmann, U.: *Beitrag zum Stichwort »Energiepolitik«*, in: Glastetter, W.; Müller, U.; Mändle, E.; Rettig, R.; (Hrsg.): *Handwörterbuch der Volkswirtschaftslehre*, 2. Auflage, SS.: Sp. 234–251, Wiesbaden 1980.

EWI: *Die künftige Entwicklung der Energiefrage in der Bundesrepublik Deutschland und deren Deckung: Perspektiven bis zum Jahr 2000*, Gutachten von DIW, Berlin, EWI, Köln, und RWI, Essen. Essen 1978

EWI: *Die langfristige Entwicklung der Energieversorgung unter besonderer Berücksichtigung der Kernenergie*, Tagungsberichte des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln. München 1969.

Erdmann, G.: *Energieökonomik – Theorie und Anwendungen*, Zürich, Stuttgart 1992.

Fischer, W., (Hrsg.): *Die Geschichte der Stromerzeugung*, Jubiläumsband anläßlich des 100jährigen VDEW-Jubiläums, Frankfurt/Main 1992.

Frisch, J.-R.: *Conference Mondiale de l'energie*, Rapport New Delhi.

Funk, M.: *Industrielle Energieversorgung als betriebswirtschaftliches Planungsproblem*, Reihe: Physica-Schriften zur Betriebswirtschaft, Bd./Nr. 32, Heidelberg 1990.

Gatzka, W.: *Das kleine Energielexikon*, Essen 1980.

Gemper, B. B. (Hrsg.): Energieversorgung. München 1980.

Gerwin, R.: Die Welt-Energieperspektive. Analyse bis zum Jahr 2030. Nach dem IIASA-Forschungsbericht »Energy in a Finite World«. Stuttgart 1980

Grathwohl, M.: *Energieversorgung: Ressourcen, Technologien, Perspektiven*, Berlin und New York 1978.

Grathwohl, M.: *Energieversorgung – Ressourcen, Technologien, Perspektiven*, 2. Auflage, Berlin, New York 1983.

Grawe, J.: *Zukunftsenergien*, München 1992.

Grawe, J. und Nickel, M.: *Der Beitrag der deutschen Elektrizitätswirtschaft zur Minderung der* CO_2*-Emissionen*, in: Elektrizitätswirtschaft, Heft 20/1993.

Grawe, J.; Schulz, E.; Winkler, R.: *Energiesparen mit Strom*, München 1990.

Griffin, J. M.: *Energy Economics and Policy*, New York 1980.

Gröner, H.: *Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft*, Baden-Baden 1975.

Gruhl, H.: *Der atomare Selbstmord*, München 1986.

Gruhl, H.: *Ein Planet wird geplündert*, Frankfurt/Main 1976.

Häfele, W.: *Energy in a Finite World, A Global Systems Analysis*, Report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Vol. 2, Cambridge/Mass. 1981.

Härter, M. (Hrsg.): *Energieprognosen für die Bundesrepublik Deutschland*, Köln 1986.

Hartshorn, J. E.: *Erdöl zwischen Mächten und Märkten, Die internationale Ölindustrie*, Oldenburg 1962.

Hauff, V. (Hrsg.): *Handlungsspielräume der Energiepolitik*, Villingen-Schwenningen 1980

Heinloth, K.: *Energie – physikalische Grundlagen ihrer Gewinnung, Umwandlung und Nutzung*, Stuttgart 1983.

Hildebrandt, T.: *Die nächsten 50 Jahre. Analysen und Szenarien der wirtschaftlichen Evolution*, KFA-Bericht Jül-spez-81, Jülich 1980.

Hillebrand, B.; Knieper, O.; Schmidt, G.; Schmidt, H.-W., Hrsg.: *Auswirkungen des EG-Binnenmarktes für Energie auf Verbraucher und Energiewirtschaft in der Bundesrepublik*, Reihe: Untersuchungen des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung (RWI), Bd./Nr. Heft 1, Essen 1991.

IEA: *Coal Information 1984*, Paris 1984.

IEA: *Coal Prospects and Policies in IEA Countries, 1983 Review*, Paris 1984.

IEA: *Electricity in IEA Countries. Issues and Outlook*, Paris 1985.

IEA: *The Use of Coal in Industry*, Paris 1982.

IEA: *World Energy Outlook*, 1994 Edition, Paris 1994.

James, P.: *The Future of Coal*, London und Basingstoke 1982.

Jarass, L.: *Energienachfrage, wirtschaftliche Entwicklung und Preise – systematische Einführung in die Energieökonomie*, Wiesbaden, Braunschweig 1988.

Kahn, H.: *Die Zukunft der Welt 1980–2000*, Wien, Zürich und New York 1979.

Kaplan, S.: *Energy Economics – Quantitative Methods for Energy and Environmental Decisions*, New York 1983.

Karweina, G.: *Der Megawatt-Clan*, Hamburg 1981.

Kaufer, E.: *Theorie der öffentlichen Regulierung*, Reihe: WiSt Taschenbücher, München 1981.

Keiser, G.: *Die Energiekrise und die Strategie der Energiesicherung*, München 1979.

Kern, W.: *Energie-Betriebswirtschaftslehre – Gedanken zu einer neuen Spezialisierungsrichtung*, in: Die Betriebswirtschaft (DBW), 49 (1989) 4, S. 433–443, 1989.

Kleemann, M. und Melіß, M.: *Regenerative Energiequellen*, 2., völlig neubearbeitete Auflage, Springer Verlag, Berlin, Budapest 1993.

Kneese, A.; Sweeney, J.; (Hrsg.): *Handbook of Natural Resource and Energy Economics*, Reihe: Handbooks In Economics, Bd./Nr. Volume 1, 2 und 3, Amsterdam 1985.

Kraus, M.: *Über die Kritik an Energieprognosen und ihre Berechtigung*, In: *Ölkrise – 10 Jahre danach*, Hrsg. F. Lücke, a.a.O.

Kraushaar, J. J., Ristinen, R. A.: *Energy and Problems of a Technical Society*, New York, Chichester, et al, 1984.

Krüper, M.: *Energiepolitik. Kontroversen – Perspektiven.*

Kugeler, K. und Phlippen, P.-W.: *Energietechnik – Technische, ökonomische und ökologische Grundlagen*, Berlin, Heidelberg, New York 1990.

KWU: *Möglichkeiten und Grenzen der Ölsubstitution*, Erlangen 1980.

Lester, J. P.: *Environmental Politics and Policy: Theories and Evidence*, Reviewed by Stephen R. Peake, in: Energy Policy, 20 (1992) Nr. 2, S. 180–181, 1992.

Lichtblau, J. H.: *Oil's Role in the Energy Future*, Proceedings of the 11th World Petroleum Congress, London, 28.08.–02.09.1983.

Lienemann, W. u.a.: *Alternative Möglichkeiten für die Energiepolitik, Argumente und Kritik*, Opladen 1978.

Lucas, N.: *Energy and the European Communities*, London 1977.

Lucas, N.: *Western European Energy Policies*, Oxford 1985.

Lücke, F. (Hrsg.): *Ölkrise – 10 Jahre danach*, Texte der Jahrestagung 1983 der GEE, Köln 1984.

Magerl, H.: *Die Zukunft der Stromversorgung im europäischen Rahmen*, in: Elektrotechnische Zeitschrift (etz), Heft 1/1993.

Magerl, H.: *Zentrale Bedeutung des Stroms für die gesellschaftliche Entwicklung*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5/1992.

Meyer-Abich, K. M. und Schefold, B.: *Die Grenzen der Atomwirtschaft*, München 1986.

Michaelis, A.: *Erdöl in der Weltwirtschaft und Weltpolitik*, Berlin 1974.

Michaelis, H.: *Energiemarkt und Energiepolitik in einer Europäischen Union*, Frankfurt/Main 1976.

Michaelis, H.: *Europäische Rohstoffpolitik*, Essen 1976.

Michaelis, H.: *Langzeitprobleme der Energieversorgung*, Band 12 der Reihe atw-Broschüren »Kernenergie und Umwelt«, Düsseldorf.

Michaelis, H.: *Energiepolitik*, in: *Jahrbuch der Europäischen Integration*, (Hrsg.: W. Weidenfeld und W. Wessels), Bonn, Jg. 1986–1987.

Michaelis, H. und Czakainski, M.: *Gibt es Alternativen zur Kernenergie? – Energiebilanz*, in: Kernthemen. Bonn 1978.

Mineralölwirtschaftsverband e.V. (Hrsg.): *Mineralöl-Zahlen 1985*, Hamburg 1985.

Mönig, W.; Schmitt, D.; Schneider, H. K.; Schürmann, J.; (Hrsg.): *Konzentration und Wettbewerb in der Energiewirtschaft*, in Reihe: *Aktuelle Fragen der Energiewirtschaft*, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Bd./Nr. 10, München 1977.

Müller, W. und Stoy, B.: *Entkopplung – Wirtschaftswachstum ohne mehr Energie?* Stuttgart 1978.

Müller-Michaelis, W.: *Der Umbruch auf den Weltenergiemärkten und unternehmenspolitische Anpassungsstrategien*, in: *Umbrüche*, S. 283–309, Hrsg. H. Buddenberg, Herford 1987.

Munasinghe, M.: *Electric Power Economics: Selected Works*, London 1990.

Musil, L.: *Energiewirtschaftslehre*, 1972.

Musil, L.: *Allgemeine Energiewirtschaftslehre*, Wien 1972.

Nordrhein-Westfalen, Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr (Hrsg.): *Energiepolitik in Nordrhein-Westfalen*, Düsseldorf 1984.

OECD-IEA: *Emission Controls in Electricity Generation and Industry*, Paris 1988.

OECD-IEA: *Energy and the Environment – Policy Overview*, Paris 1989.

Oesterwind, D.; Renn, O. und Voß, A.: *Sanfte Energieversorgung. Möglichkeiten – Probleme – Grenzen*, KFA-Bericht Jül-spez-78. Jülich 1980.

Ott, G.: *Energie für die Welt von morgen*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 11/1993.

Ottinger, R. L.; Wooley, D. R.; Robinson, N. A.; Hodas, D. R.; Babb, S. E.: *Environmental Costs of Electricity*, New York, London, Rome 1990.

Pelz, W.: *Perspektiven der Energiepolitik Osteuropas unter dem Gesichtspunkt einer Zusammenarbeit zwischen Ost- und Westeuropa auf dem Energiesektor*, Düsseldorf 1986.

Pfaffenberger, W.; Bolle, F.: *Elektrizitätswirtschaft*, Wien, München 1993.

Prognos: *Auswirkungen niedriger Ölpreise auf den Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland*, Basel 1985.

Prognos: *Die Entwicklung des Energieverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland und seine Deckung bis zum Jahr 2000*, Basel 1984.

Reichert, K.: *Energiepolitik*, in: *Jahrbuch der Europäischen Integration*, (Hrsg.: W. Weidenfeld und W. Wessels), Bonn, Jg. 1980–1985.

Roggen, P.: *Die Internationale Energie-Agentur*, Bonn 1979.

Rühle, H. und Miegel, M.: *Energiepolitik in der Marktwirtschaft*, Stuttgart 1980.

Ruske, B. und Teufel, D.: *Das sanfte Energie-Handbuch*, Reinbek 1980.

RWE-Workshop »energie« 1984: *Energie im Spannungsfeld der Nationen*, München 1985.

RWE AG: *Chancen und Risiken der künftigen Weltenergieversorgung*, Essen 1994.

Schaefer, H.: *Kernfragen – Unsere Energieversorgung heute und morgen*, Düsseldorf und Wien 1978.

Schaefer, H.: *Struktur und Analyse des Energieverbrauchs der Bundesrepublik Deutschland*, Gräfelfing 1980.

Schäfer, H. (Hrsg.): *VDI-Lexikon Energietechnik*, Düsseldorf 1994.

Schiffer, H.-W.: *Energiemarkt Bundesrepublik Deutschland*, 3. Auflage: Reihe: Praxiswissen Aktuell, Köln 1994.

Schmitt, D. und Heck, H.; (Hrsg.): *Handbuch Energie*, Reihe: Res Publica, Pfullingen 1990.

Schmitt, D. (Hrsg.): *Der Energiemarkt im Wandel. Zehn Jahre nach der Ölkrise*, 2. Auflage, München 1985.

Schmitt, D. und Schürmann, J. (Hrsg.): *Die Energiewirtschaft zu Beginn der 80er Jahre*, Hans K. Schneider zum 60. Geburtstag, München 1980.

Schmitz, K. und Voß, A.: *Energiewende? Analysen, Fragen und Anmerkungen zu dem vom Öko-Institut vorgelegten »Alternativ-Bericht«*, KFA-Bericht Jül-spez-73. Jülich 1980.

Schneider, H. K.; Schmitt, D.; Schürmann, H. J.: *Daten zur Kosten- und Ertragslage der Mineralölindustrie in der Bundesrepublik Deutschland*, Hrsg.: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Wiesbaden 1985.

Schneider, H. K., (Hrsg.): *Aufsätze aus drei Jahrzehnten zur Wirtschafts- und Energiepolitik*, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, München, Wien 1990.

Schneider, W. u.a.: *Aktualisierter Vergleich der Investitions- und Betriebskosten von Steinkohle- und Kernkraftwerken*, Frankfurt/Main 1982.

Schürmann, H. J.: *Multinationale Energieunternehmen und ihre energiepolitische Beurteilung*, München 1980.

Schulz, W.: *Ordnungsprobleme der Elektrizitätswirtschaft*, München 1979.

Seifritz, W.: *Sanfte Energietechnologie. Hoffnung oder Utopie*, München 1980.

Sievert, D. u.a.: *Stromerzeugungskosten in Kohle- und Kernkraftwerken. Ein Vergleich neuerer Untersuchungen*, KFA-Bericht Jül-spez-223, Jülich 1983.

Steger, U. und Meyer-Abich, K. M.: *Handlungsspielräume der Energiepolitik*, Villingen 1980.

Stinglwagner, W.: *Die Energiewirtschaft der DDR*, Bonn 1985.

Stoy, B.: *Wunschenergie Sonne*, 3. erweiterte Auflage, Heidelberg 1980.

Theimer, W.: *Öl und Gas aus Kohle. Technologie und Politik am Ende des 20. Jahrhunderts*, München 1980.

Tietenberg, T. H. und Toureille, P.: *Energy Planning and Policy*, Lexington, Mass., Toronto, London 1976.

Tietzel, M. (Hrsg.): *Die Energiekrise – Fünf Jahre danach*, Bonn 1978.

Tirole, Jean: *The Theory of Industrial Organisation*, London 1989.

Trenkler, H.: *Die Erfolge der Marktwirtschaft erfordern keine Eingriffe*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Gräfelfing 1986.

Tugendhat, C.: *Erdöl: Treibstoff der Weltwirtschaft – Sprengstoff der Weltpolitik*, Reinbek 1972.

United Nations: *Yearbook of World Energy Statistics*, 1982.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): *Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1993*, Frankfurt/Main 1994.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): *Endenergieverbrauch 1992*, VDEW-Materialien, Frankfurt/Main 1994.

Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW): *Elektrizitätswirtschaftliche Grundbegriffe*, 6. Auflage, S. 64, Frankfurt/Main 1991.

Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (Hrsg.): *Statistik der Energiewirtschaft 1993/1994*, Essen 1994.

Vogler, O.: *Herausforderung Ölkrise*, München 1981.

Volkmann, D. J. (Hrsg.): *Alternativen der Energiepolitik*, Gräfelfing.

Voß, A., (Hrsg.): *Die Zukunft der Stromerzeugung*, Jubiläumsband anläßlich des 100jährigen VDEW-Jubiläums, Frankfurt/Main 1992.

VWEW (verschiedene Verfasser): *Deutschland als Kraftwerksstandort*, Strom und Fernwärme aktuell, VWEW-Fachthemen-Schriftenreihe Band 5, Frankfurt/Main 1993.

Weltenergiekonferenz: *World Energy Resources 1985–2020*, Reports on resources, conservation and demand to the Conservation Commission of the World Energy Conference, London und New York 1978.

Weltenergiekonferenz: *World Energy – Looking Ahead to 2020*, Report by the Conservation Commission of the World Energy Conference, Guildford (U.K.) und New York 1978.

Weltenergiekonferenz: *Energie für unsere Welt*, Weltenergiekonferenz München 8.–12. September 1980, München 1980.

Weltenergiekonferenz: *Survey of Energy Resources 1980*, Bericht für die Weltenergiekonferenz 1980 in München.

Weltenergiekonferenz: *Energy – Developement – Quality of Life*, World Energy Conference New Delhi September 18–23, 1983.

Wilson, C. L.: *Coal – Bridge to the Future*, Report of the World Coal Study, Cambridge/Mass. 1980.

Winje, D. und Witt, D. (Hrsg.: Winje, D. und Hanitsch, R.): *Energiewirtschaft*, Reihe: *Handbuchreihe Energieberatung/Energiemanagement*, Bd./Nr. II, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, Köln 1991.

Wnuk, A.: *1993: Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland*, atomwirtschaft, Heft 11/1994.

World Bank: *The Energy Transition in Developing Countries*, Washington, D. C. 1983.

World Energy Council (WEC): *Energie für die Welt von morgen*, DNK-Schriften 3/1993.

Zieger, G. und Lebahn, A. (Hrsg.): *Rechtliche und wirtschaftliche Beziehungen zwischen den Integrationsräumen in West- und Osteuropa*, Baden-Baden 1980.

Zischka, A.: *Das Nach-Öl-Zeitalter*, Düsseldorf und Wien 1981.

Zischka, A.: *Kampf ums Überleben, Das Menschenrecht auf Energie*, Düsseldorf und Wien 1979.

Kapitel 4

Kernkraftwirtschaft

4.1 Die aktuelle Situation der Kernenergie in Deutschland und weltweit aus der Sicht der Elektrizitätswirtschaft

Bearbeitet von Eberhard Wild

Weltweit sind heute mehr als 420 Kernkraftwerke in 30 Staaten mit einer installierten Leistung von rd. 360 000 MWe in Betrieb. Allein 1994 gingen sechs neue Kraftwerksblöcke in Betrieb, einer in Frankreich, zwei in China und drei in Japan. Im Bau befinden sich weitere 61 Kernkraftwerksblöcke in 18 Staaten mit einer Leistung von insgesamt gut 56 000 MWe. 15 Blöcke davon entstehen allein im asiatischen Wirtschaftsraum (4 in Südkorea, 5 in Indien und 6 in Japan). Weltweit ist die Kernenergie eindeutig weiter auf dem Vormarsch.

Kernenergie weltweit

In Deutschland dagegen,

- dem derzeit, bei der installierten Leistung der Kernkraftwerke noch viertgrößten Kernkraftwerksbetreiber,
- mit 19 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerksblöcken,
- und mit einem Anteil von 35 % an der öffentlichen Stromversorgung in Westdeutschland,
- und mit einem Anteil von über 65 % in Bayern, Niedersachsen, Hamburg und Schleswig-Holstein,

Kernenergie in Deutschland

ist schon der laufende Betrieb der bestehenden Anlagen durch einen *ausstiegsorientierten Gesetzesvollzug* gefährdet.

In Deutschland haben *Technikskepsis*, *Heile-Welt-Gesinnung* und die undifferenzierte Verbreitung von *Katastrophenszenarien* ein öffentliches Klima geschaffen, in dem ein sachlicher Dialog über die zukünftige Nutzung der Kernenergie mit einer belastbaren Zukunftsoption kaum mehr möglich ist.

Dies vor dem Hintergrund, daß die deutschen Kernkraftwerke im vergangenen Jahr im weltweiten Vergleich ein Rekordergebnis an Zuverlässigkeit erzielt haben. Es wurde der Beweis einer hohen Produktqualität und einer verantwortungsvollen Betriebsführung erbracht. Nach wie vor gilt: Zuverlässige Anlagen sind sicher, sichere Anlagen sind zuverlässig.

Kernkraftwerk Isar-2 bei Ohu

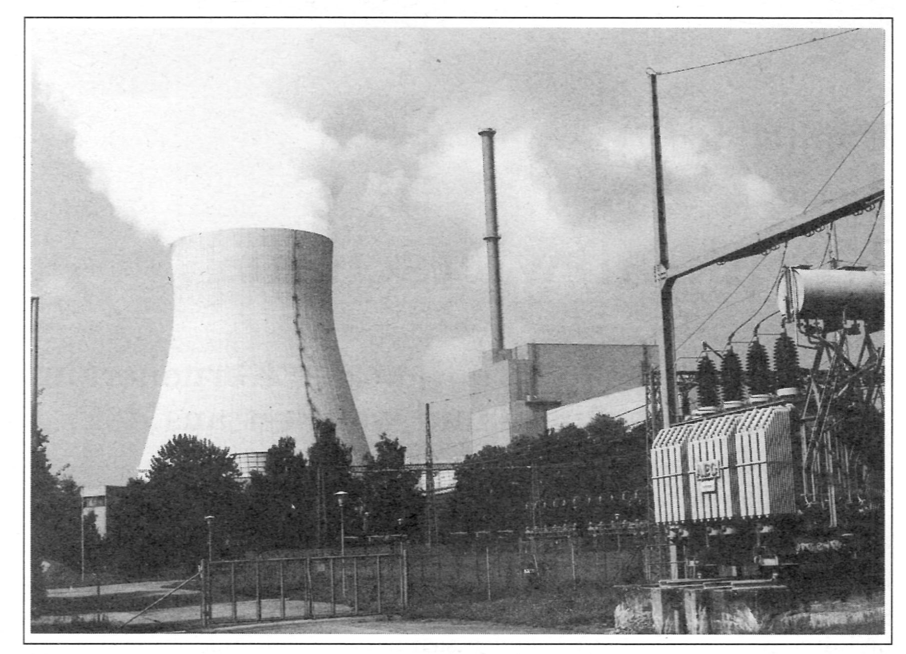


Abbildung 4.1: Das Kernkraftwerk Isar-2 (KKI-2) bei Ohu.
Photo: C. Salander.

Konsequenzen eines Kernenergieausstiegs

Fakten zu den Konsequenzen eines Kernenergieausstiegs werden von den *Aussteigern* selten oder gar nicht zur Kenntnis genommen. Für die deutsche Volkswirtschaft, allen voran für die Energieversorgungsunternehmen, würde ein Ausstieg zu den allergrößten Verwerfungen führen. Schon ein sog. *geregelter Ausstieg*, also eine vorzeitige Stillegung von Kernkraftwerken bereits nach 25 Betriebsjahren und die damit verbundene Inbetriebnahme von nichtnuklearen Ersatzkapazitäten würde sich nach seriösen Berechnungen auf volkswirtschaftliche Mehrkosten von mindestens 240 Mrd. DM belaufen. Um ein vielfaches höher lägen diese Kosten bei einem Sofortausstieg.

Konsequenz einer Verabschiedung von der Kernenergie wären irreparable wirtschaftliche Folgen. Die vernetzte Weltwirtschaft und der harte Standortwettbewerb lassen derartige nationale Fehlentscheidungen bei gleichzeitigem globalen Ausbau dieser Technologie – beispielweise in den neuen Wachstumszentren in Asien – ohne negative Folgen nicht mehr zu. Es droht die Schließung unrentabel gewordener Produktionen am Industriestandort Deutschland, die Verlagerung von Unternehmensteilen und Neuinvestitionen ins Ausland mit der ganzen Palette negativer Konsequenzen für Wachstum, Beschäftigung und Wohlstand in Deutschland.

Vermeidung von Laufzeitbegrenzungen

Um solche einschneidenden Folgen aber zu vermeiden, ist als eine *erste Kernaussage* festzustellen, daß Laufzeitbegrenzungen für bestehende Reaktoren aus politischen und volkswirtschaftlichen Gründen abzulehnen sind. Für Kernkraftwerke muß gelten, was für alle großtechnischen Anlagen gilt: Ihr Betrieb ist zulässig, solange die Anlage technisch sicher ist. Laufzeitbegrenzungen kämen einem Ausstiegssignal gleich und würden so auch

international empfunden. Entfallen würde damit gleichzeitig die Chance auf den Export kerntechnischer Hochtechnologien. Und dies, obwohl die deutschen Reaktoren weltweit die höchsten Sicherheitsstandards haben und beste Betriebsergebnisse erzielen. Deutlich wird gerade der letzte Punkt bei einem Blick auf eine weltweite Rangliste aller Kernkraftwerksblöcke, in der, gemessen an der Bruttoarbeit, auf den ersten sechs Plätzen nur deutsche Kernkraftwerke liegen.

Sicherheitsstandards deutscher Kernkraftwerke

Die *zweite Kernaussage* ist, daß von der Politik erwartet wird, daß die Kernenergie eine längerfristige Perspektive bekommt. Für den Neubau von Reaktoren, die die gesetzlichen Genehmigungserfordernisse erfüllen, darf es keine zusätzlichen prohibitiven politischen Hürden geben. Eine verfassungsändernde Mehrheit etwa im Bundestag, die praktisch nur in Ausnahmesituationen erreichbar ist, muß entschieden abgelehnt werden.

Artikelgesetz

Maßstab für einen künftigen Reaktor ist das Artikelgesetz, das die Bundesregierung im Jahr 1994 durchgesetzt hat. Dieses Gesetz sieht trotz des weltweit unübertroffenen Sicherheitsniveaus deutscher Konvoianlagen für die Genehmigung neuer Reaktoren noch höhere Sicherheitsstandards vor. Erbracht werden muß der Nachweis, daß selbst für den extrem unwahrscheinlichen Fall einer Kernschmelze die Auswirkungen im Prinzip auf das unmittelbare Anlagenumfeld begrenzt bleiben, so daß Katastrophen- und Evakuierungspläne künftig nicht mehr erforderlich sein werden.

Druckwasserreaktor EPR

Kraftwerkshersteller und Stromversorger in Frankreich und Deutschland sind fest davon überzeugt, mit dem neuen *Druckwasserreaktor EPR* diese Anforderungen erfüllen zu können. Mit der Unterzeichnung des Vertrages über die Erarbeitung des *Basic-Design* Anfang 1995 ist die Entwicklung dieses neuen Reaktors in die entscheidende 2. Phase eingetreten, die bis 1997/98-abgeschlossen sein soll.

Siedewasserreaktor SWR 1 000

Parallel zur Entwicklung des EPR hatten die deutschen EVU die Firma Siemens mit einer Konzeptstudie für einen *passiven Siedewasserreaktor* beauftragt. Der Planungsauftrag unter dem Projektnamen *SWR 1 000* hat eine Laufzeit von vier Jahren mit Beginn im Juli 1995 und soll in wesentlichen sicherheitstechnischen Fragestellungen die Bearbeitungstiefe des EPR-Projekts erreichen.

standortunabhängiges Genehmigungsverfahren

Von dieser Technik wird die Elektrizitätswirtschaft Gebrauch machen, wenn sie die Erwartungen erfüllt, die bezüglich Sicherheit und Wirtschaftlichkeit angestellt werden müssen und sich ein entsprechender Strombedarf abzeichnet. Da sich diese Entwicklung in Deutschland allerdings angesichts beachtlicher bestehender Leistungsreserven möglicherweise nicht im gleichen Tempo vollziehen wird, wie die Entwicklungsergebnisse für den neuen Reaktor, hat sich die Elektrizitätswirtschaft bereit erklärt, als nächsten Schritt in ein standortunabhängiges Genehmigungsverfahren einzutreten. In diesem Verfahren können dann wesentliche technische Fragen bereits vorab geprüft werden. Darüber hinaus bleiben das Know-how und die personellen Kapazitäten bei Herstellern und Gutachtern sowie bei den Genehmigungsbehörden erhalten. Dieses halten die deutschen Elektrizitätsversorgungsun-

ternehmen für absolut notwendig, denn sie wollen und werden die Kernenergie weiterhin nutzen.

Die *dritte wichtige Kernaussage* zum Thema Kernenergie gilt der Entsorgung der ausgedienten Brennelemente und der radioaktiven Abfälle. Die Lösung der Entsorgungsproblematik wurde – selbst bei weltweiter Betrachtung – bislang technisch wohl nirgendwo so weit vorangetrieben wie in Deutschland. Gleichwohl werden alle Entsorgungsschritte hartnäckig und buchstäblich mit allen Mitteln bekämpft. Letztlich sollen die rechtswidrigen Behinderungen der Entsorgung, wie im Falle des ersten CASTOR-Transports nach Gorleben, allein dem Ziel dienen, ein Druckmittel für den Ausstieg aus der Kernenergie zu erhalten.

Behinderungen der Entsorgung

Mit den vorhandenen und geplanten Zwischenlägern in Gorleben und Ahaus stehen Kapazitäten für die Aufbewahrung ausgedienter Brennelemente die nächsten zwei Jahrzehnte zur Verfügung. Bei neuem zusätzlichen Bedarf sind die deutschen Energieversorgungsunternehmen bereit, entsprechend dem Wunsch des niedersächsischen Ministerpräsidenten G. Schröder nach einem regionalen »burden sharing«, auch in anderen Ländern einen Beitrag zur Zwischenlagerung zu leisten. Erforderlich wird das aber frühestens nach vollständiger Ausnutzung des geplanten Zwischenlagers Ahaus II etwa im Jahr 2020. Eine strikte Regionalisierung der Zwischenläger, wie es offenbar manchen Politikern vorschwebt, ist jedoch als Rückfall in die mentale Kleinstaaterei des 19. Jahrhunderts entschieden zurückzuweisen.

Zwischenläger für ausgediente Brennelemente

Auch bezüglich der Endlagerdiskussion sollte endlich Klarheit erzielt werden: die Endlager Konrad *und* Gorleben werden benötigt! Nachdem das Planfeststellungsverfahren für Konrad bereits unmittelbar vor dem Abschluß steht, ist es nicht nachvollziehbar, wenn erneut eine Diskussion um ein letztlich auch schon von der SPD akzeptiertes Endlager begonnen wird. Aber auch Gorleben ist als Endlager für hochradioaktive Abfälle auf längere Sicht erforderlich. Ohne übertriebene Hast, aber auch ohne Gefährdung der bereits investierten 2 Mrd. DM, sollten die Untersuchungen dort konsequent und mit der gebotenen wissenschaftlichen Gründlichkeit fortgesetzt werden.

Endlager Konrad und Gorleben

Zusammenfassend ist festzuhalten: Während die Kernenergie weltweit auf dem Vormarsch ist, droht in Deutschland aus einer gesellschaftlichen Grundhaltung heraus, die vom Widerspruch hoher Ansprüche gerade auch in materieller Hinsicht und zugleich radikaler Ablehnung aller technischen und wirtschaftlichen Risiken geprägt ist, eine schleichende Verabschiedung aus der Kernenergienutzung.

Fazit

Vor diesem Hintergrund ergeben sich drei Hauptforderungen:

(1) die Sicherung bestehender Kernenergieanlagen,
(2) eine Zukunftsoption für die Kernenergie und
(3) Fortschritte in der Entsorgungsfrage.

4.2 Die Rolle der Kernenergie in der Elektrizitätswirtschaft

4.2.1 Weltdaten

Bearbeitet von Jörg Christiansen

Die Kernkraftwirtschaft der Welt[1] stellte sich Anfang 1995 wie folgt dar (vgl. auch Tabelle 4.2):

Status der Kernenergie weltweit

Tabelle 4.1: Anzahl und installierte Leistung von Kernkraftwerken, weltweit

Kernkraftwerke	Anzahl	Bruttoleistung GWe
In Betrieb	425	360,2
Im Bau	60	53,6
Insgesamt	485	413,8

Weltweit wurde von den Kernkraftwerken bis Ende 1994, soweit erfaßt, 24 164 040 GWh brutto an Elektrizität erzeugt, davon 35,6 % in den USA, 15,5 % in Frankreich, 11,4 % in Japan, 7,9 % in Deutschland, 5,8 % in Großbritannien und 5,1 % in Kanada. Bis Ende 1994 lagen, laut IAEO, mehr als 7 000 Kernkraftwerks-Betriebsjahre Erfahrungen vor. Der weltweite Anteil der Kernenergie an der Elektrizitätserzeugung belief sich Ende 1994 auf ca. 17 %.

Kernkraftwerks-Betriebsjahre

Aus Tabelle 4.2 läßt sich ablesen, daß der Großteil aller Ende 1994 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke in den westlichen Industrieländern arbeitet. Bemerkenswert hoch sind die installierten Kernenergiekapazitäten in den Schwellenländern Taiwan und Südkorea. Dort liegt der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung bei 35 % bzw. 43 %.

westliche Industrieländer

Schwellenländer

Anhand der Spalte »im Bau« wird erkennbar, daß Rußland und die anderen osteuropäischen Länder bestrebt sind, künftig die Kernenergie verstärkt zur Elektrizitätsversorgung zu nutzen. Dies zeigt sich besonders deutlich in Rußland und der Ukraine mit jeweils 6, in Rumänien mit 5 und in der Slowakischen Republik mit 4 im Bau befindlichen Kernkraftwerksblöcken. Ähnlich hohe Zuwachsraten verzeichnen ansonsten nur noch Japan mit 6 »in Bau befindlichen« Kernkraftwerksblöcken, USA und Frankreich mit jeweils 4 und Indien mit 5 Kernkraftwerksblöcken.

osteuropäische Länder

Aufgrund der politischen und wirtschaftlichen Probleme im Raum GUS/Osteuropa sowie in den Schwellen- und Entwicklungsländern spricht einiges dafür, daß in diesen Staaten – als Beispiel seien Kuba und Brasilien genannt – die im Bau befindlichen Anlagen nicht fertiggestellt werden können. In etwa überschaubare Termine für planmäßige Inbetriebnahmen gelten lediglich für die OECD-Länder und die asiatischen Staaten.

[1] Vgl.: atw, 3/94, S. 206 ff.; eigene Berechnungen; IAEO-Pressemitteilung Nr. 94/17 vom 10.05.1994.

Tabelle 4.2: Kernkraftwerksblöcke der Welt, nach Ländern aufgeschlüsselt (Bruttoleistung, Stand 01.02.1995)

weltweite Zahl der Kernkraftwerksblöcke

	in Betrieb		im Bau		insgesamt		
	Zahl	MWe	Zahl	MWe	Zahl	MWe	%
Belgien	7	5 807	–	–	7	5 807	1,4
Deutschland	20	22 630	–	–	20	22 630	5,5
Finnland	4	2 400	–	–	4	2 400	0,6
Frankreich	56	61 044	4	6 064	60	67 108	16,2
Großbritannien	34	13 820	1	1 200	35	15 020	3,6
Niederlande	2	538	–	–	2	538	0,1
Schweden	12	10 386	–	–	12	10 386	2,5
Spanien	9	7 400	–	–	9	7 400	1,8
Europäische Union	144	124 025	5	7 264	149	131 289	31,7
Schweiz	5	3 135	–	–	5	3 135	0,8
Westeuropa	149	127 160	5	7 264	154	134 424	32,5
Japan	49	40 531	6	5 872	55	46 353	11,2
Kanada	22	16 713	–	–	22	16 713	4,0
Vereinigte Staaten	109	104 809	4	5 124	113	109 933	26,6
Westliche Industrieländer	329	289 213	15	18 210	344	307 423	74,3
Schwellen- und Entwicklungsländer insgesamt	36	23 034	18	13 668	54	36 702	8,9
GUS-Raum/Mittel u. Osteuropa insges.	66	48 016	27	21 702	93	69 718	16,8
Welt	431	360 263	60	53 580	491	413 843	100

4.2.1.1 Neubewertung der Kernenergie

Ölpreiskrise 1973

Aufgrund des Schocks, den die erste Ölpreiskrise im Herbst 1973 verursachte, gelangte man allgemein zu der Auffassung, daß es alsbald zu einer nachhaltigen und tiefgreifenden Erhöhung der Ausbauziele der Kernenergie kommen würde. Dies geschah dann zunächst auch. Die Zieldaten mußten aber im Verlaufe der nächsten Jahre aufgrund der steigenden Kosten, von Finanzierungsschwierigkeiten und Akzeptanzproblemen nach unten korrigiert werden. Das verdeutlicht ein über die Zeit erstreckter Vergleich der Entwicklung der Welt-Kernkraftwerksleistung, der in der Zeitschrift *atomwirtschaft* regelmäßig publiziert wird (vgl. Tabelle 4.3).

Allerdings deutet in jüngster Zeit einiges auf eine Neubewertung der Kernenergie hin, was sich jedoch nur in den obengenannten, relativ wenigen Ländern in konkreten Planungen und realisierten Bauten niederschlägt.

Nach wie vor sprechen zwar auch die Versorgungssicherheit, niedrige Brennstoffkosten des Urans sowie die Begrenztheit der fossilen Energieträger für die Kernenergie, als wesentliches Pro-Argument hat sich aber in jüng-

Tabelle 4.3: Entwicklung der Welt-Kernkraftleistung, in GWe netto (ab 1988 Brutto-Werte)

	In Betrieb	Im Bau	Be- stellt	Im Bau und bestellt	Gesamt
01.09.1969	13,9	57,2	41,2	98,5	112,4
Ende 1971	27,0	–	–	158,4	185,4
Ende 1973	43,4	–	–	261,0	304,4
Ende 1976	84,8	–	–	328,4	413,2
Ende 1978	115,9	–	–	365,2	481,1
Ende 1979	125,8	–	–	378,6	504,3
Ende 1980	138,2	217,5	94,6	312,1	450,2
Ende 1983	203,2	212,3	86,1	298,4	501,6
Ende 1985	269,0	157,8	77,3	235,1	498,2
Ende 1988	331,1	126,8	24,4	151,2	482,3
Ende 1990	339,3	69,4	10,8	80,2	419,5
Ende 1994	360,2	53,6	(?)	53,6	413,8

Kernkraftwerksleistung weltweit

ster Zeit das Klimaproblem herauskristallisiert: Mehr als 20 Mrd. t Kohlendioxid, die jährlich in die Atmosphäre gelangen und damit zu globalen Klimaveränderungen beitragen, werden durch Menschen verursacht. Die Kernkraftwerke, die an der weltweiten Stromversorgung einen Anteil von ca. 17 % aufweisen, ersparen der Umwelt jedes Jahr CO_2-Emissionen in Höhe von 1,8 Mrd. t. Weltweit läßt sich aber aus diesen gegenläufigen Tendenzen noch keine eindeutige Bilanz ziehen.

CO_2-Emissionen

4.2.1.2 Prognose der Internationalen Energie-Agentur

In ihrem Weltenergieausblick (Ausgabe 1995) bis zum Jahr 2010 hat die Internationale Energie-Agentur (IEA) der OECD die Nachfrageentwicklung in zwei unterschiedlichen Szenarien untersucht. Im *Kapazitätsgrenzen-Szenario* wird angenommen, daß die Energienachfrage durch steigende Energiepreise gedrosselt werden würde. Im *Energiespar-Szenario* werden größere Verbesserungen in der Energieeffizienz und rationellen Energieverwendung unterstellt, als sie aufgrund der jüngsten Entwicklung erwartet werden können. Trotz dieser, die Nachfrage bremsenden Faktoren ist der Projektion zufolge aber damit zu rechnen, daß der Weltverbrauch an Primärenergie im Jahr 2010 um 34 bis 45 % höher liegen wird als 1992. Bei einer durchschnittlichen jährlichen Steigerungsrate von 1,7 % würde der Verbrauch im Jahr 2010 somit zwischen (10 700 und 11 500 Mio. TOE) betragen.

Die Experten der IEA gehen davon aus, daß der Kernenergiebeitrag zur Weltenergieversorgung von 554 Mio. TOE (1992) über 658 Mio. TOE (2000) auf 705 Mio. TOE (2010) ansteigen wird. Dennoch wird die Kernenergie im Jahr 2010 bei einem Deckungsbeitrag zur globalen Primärenergieversorgung von unter 7 % bleiben.

In dem Bericht »Nuclear Energy Data« hat die IEA im Jahr 1994 erneut die Kernenergie-Prognosen ihrer Mitgliedsländer zusammengefaßt und publiziert. Tabelle 4.4 zeigt die erwarteten Anteile der Kernenergie an der Gesamtstromerzeugung für die Jahre 1995, 2000, 2005 und 2010. Für den gleichen Zeitraum gibt Tabelle 4.5 die voraussichtlichen gesamten und nuklearen Stromerzeugungskapazitäten in der OECD an – hier einschließlich Frankreich.

Anteil Kernenergie an Stromerzeugung

Tabelle 4.4: Erwartete Anteile der Kernenergie an der Gesamtstromerzeugung in den Ländern der IEA bis zum Jahr 2010

	1995	2000	2005	2010
Belgien	52,0	55,7	50,7	45,7
Deutschland	27,3	25,4	24,6	23,9
Finnland	28,5	22,8	20,5	19,1
Frankreich	74,5	75,7	75,7	76,3
Großbritannien	29,0	27,3	18,9	12,5
Italien	0,0	0,0	0,0	4,4
Japan	30,9	34,6	38,0	41,7
Kanada	16,8	19,6	19,5	16,6
Niederlande	4,7	4,2	5,0	9,0
Schweden	46,4	46,7	46,9	0,0
Schweiz	37,6	35,9	34,8	34,8
Spanien	27,0	23,0	29,1	27,7
USA	18,8	17,6	16,6	15,5

Stromerzeugung aus Kernenergie bis 2010

Tabelle 4.5: Voraussichtliche gesamt und nukleare Stromerzeugungskapazitäten in der OECD bis 2010

		1995	2000	2005	2010
Gesamt installierte Kapazität	GWe	1 761,1	1 889,7	2 017,5	2 182,0
Kernenergiekapazität	GWe	287,4	307,0	330,7	344,3
– Kernenergieanteil an der installierten Gesamtkapazität	%	16,3	16,2	16,4	15,8
– Kernenergieanteil an der Gesamtstromerzeugung	%	23,9	23,8	23,4	22,3

Quelle: OECD/NEA: Nuclear Energy Data, Paris 1994, S. 10 ff.

Unsicherheitsfaktoren

Ob sich diese Anteile auch erreichen lassen, ist insbesondere fraglich in Italien, Schweden, der Schweiz und Spanien. In Italien ist z.Z. keine Fortführung des Kernkraftprogramms abzusehen, nachdem ein Volksentscheid sich 1987 gegen die friedliche Nutzung der Kernenergie ausgesprochen hatte. Die schwedischen Sozialdemokraten haben ihren 1988 gefaßten Beschluß, den Ausstieg aus der Kernenergie 1995/96 einzuleiten, aufgegeben. Am 19. September 1990 verabschiedeten die Delegierten auf dem Parteitag eine Vorlage der Parteiführung, in der das Jahr 2010 für den vollzogenen endgültigen Ausstieg bestehen bleibt, es wurde jedoch kein Zeitpunkt für

den Beginn genannt und bisher auch keine offiziellen Schritte in die Wege geleitet[2]. In der Schweiz hatte die Bevölkerung am 23. September 1990 zum dritten Mal über die Zukunft der friedlichen Nutzung der Kernenergie abgestimmt. Eine von Linken und Grünen eingebrachte Volksinitiative, die den »baldmöglichsten« Ausstieg aus der Kernenergie verlangte, wurde mit 52,9 % der Stimmen verworfen. Eine zweite Vorlage sah ein zehnjähriges Moratorium für den Bau von Kernkraftwerken vor. Diese Initiative billigten 54,6 % der Wähler. Derzeit besteht in der Schweiz aber auch kein akuter Handlungsbedarf[3]. Nach einem derzeit beim spanischen Parlament zur Entscheidung vorliegenden Regierungsbeschluß will Spanien seinen Kernenergiesektor nicht weiter ausbauen. Damit würde das schon 1983 beschlossene Moratorium weitergelten und fünf zum Teil bereits weitgehend fertiggestellte Kernkraftwerke nicht ans Netz gehen.

4.2.1.3 15. Weltenergiekongreß

Als Folge der Neubewertung der Kernenergie in vielen Ländern wurden die Schätzungen über die künftigen Kernenergieleistungen revidiert. Während die 1983er WEK-Studie den Beitrag der Kernenergie im Jahr 2020 mit 12 % angab, bezifferte der 14. WEK 1989 in Montreal/Kanada den Anteil der Kernenergie am Weltenergieaufkommen für diesen Zeitpunkt im Mittel nur noch auf rund 8 %. Auf der 15. WEK 1992 in Madrid wurden die Werte weiter nach unten korrigiert (vgl. Tabelle 4.6).

Weltenergiekongreß 1992 in Madrid

Die deutliche Mehrheit der Teilnehmer vertrat dort einerseits die Auffassung, daß nicht ersichtlich sei, wie global, aber auch in bestimmten Regionen auf den Beitrag der Kernenergie – insbesondere zur Stromerzeugung, aber auch im Hinblick auf die weiterreichenden technologischen Möglichkeiten dieses Energieträgers – verzichtet werden könnte. Andererseits stellten die Delegierten aber auch fest, die Kernenergie befinde sich in einem Dilemma. In vielen Ländern stehen heute Bedenken der Öffentlichkeit und der Politik einem weiteren Ausbau und teilweise sogar dem Betrieb bestehender Kernkraftwerke entgegen, zugleich hat das Interesse am Schnellen Brüter und an langfristigen Projekten wie der Kernfusion nachgelassen. Dabei wird häufig verkannt, daß der tatsächliche Beitrag der Kernenergie zur Deckung des Primärenergie- und noch mehr des Strombedarfs sich keineswegs ohne weiteres durch andere Energien ersetzen oder durch Einsparung überflüssig machen läßt. Erst recht auf längere Sicht und besonders für die Zeit nach dem Jahr 2020 ist zudem davon auszugehen, daß für die Sicherung einer ausreichenden Versorgung der Welt mit Energie auf die Kernenergie nicht verzichtet werden kann. Daher wäre es verhängnisvoll, wenn eine kurzfristige und bisweilen vordergründige Betrachtungsweise dazu führen würde, den Anschluß an die längerfristige Entwicklung der Kernenergie zu verpassen.

kein Verzicht auf Kernenergie

Bedenken der Öffentlichkeit

Sicherung einer ausreichenden Versorgung

[2] Für weitere Einzelheiten siehe Kapitel 4.2.2.7.
[3] Für weitere Einzelheiten siehe Kapitel 4.2.4.

weltweiter Brennstoffeinsatz 1990 und 2020

Tabelle 4.6: Energiemix – jährlicher Brennstoffeinsatz weltweit, vorgestellt auf dem 15. Weltenergiekongreß 1992 in Madrid

	1990	in 2020 Szenario			
		A[a]	B_1[b]	B[c]	C[d]
	%				
Kohle	26,1	28,5	23,7	22,4	18,6
Öl	31,8	26,7	28,1	28,3	25,7
Gas	19,3	20,9	22,5	22,4	22,1
Kernenergie	4,6	5,8	6,3	6,0	6,2
Wasserkraft großer Leistung	5,7	5,8	6,3	6,7	6,2
»Traditionelle«[e]	10,2	7,6	8,1	9,7	9,7
»Neue« Erneuerbare	2,3	4,7	5,0	4,5	11,5
Gesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

[a] A: hohes Wirtschaftswachstum.
[b] B_1: modifiziertes Referenzszenario; modifiziert aufgrund der in Madrid nachdrücklich geäußerten Zweifel an dem Tempo der im ursprünglichen Szenario B für die Länder Mittel- und Osteuropas sowie der früheren UdSSR und insbesondere für die Dritte Welt unterstellten Verbesserung der Energieintensität, des Technologietransfers und der institutionellen Reformen.
[c] B: Referenzszenario.
[d] C: forcierter Umweltschutz.
[e] Nicht gehandelte Energien – vornehmlich pflanzliche und tierische Produkte und Nebenprodukte in Entwicklungsländern.

Quelle: *Energy for Tomorrow's World – the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement*, Kogan Page, London, 1983, S. 106; eigene Berechnungen.

4.2.2 Europäische Union[4]

Bearbeitet von Jörg Christiansen (außer Kap. 4.2.2.2 und 4.2.2.7)

Kernenergieanteil in der EU

Nur in neun der fünfzehn Mitgliedsländer der Europäischen Union stehen Kernkraftwerke, die überdies nur in acht Staaten Elektrizität erzeugen, nachdem Italien seine Anlagen 1986 vom Netz genommen hat (mit Ausnahme solcher zu Forschungszwecken).

Charakteristisch für die Union der Fünfzehn sind auch die Unterschiede beim Anteil der Kernenergie an der Elektrizitätsversorgung (vgl. Tabelle 4.7) und am jeweiligen Bruttoinlandsverbrauch (vgl. Tabelle 4.8). Die 144 in den Ländern der EU der 15 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerksblöcke erreichten 1994 eine Bruttoarbeit von insgesamt 792 028 GWh. Dabei hatte im Jahr 1994 wiederum Frankreich die höchste elektrische Arbeit aus Kernenergie mit 359 174 GWh aus 56 Blöcken umgewandelt, vor Deutschland mit 151 163 GWh aus 19 Blöcken, Großbritannien mit 89 502 GWh aus 28 Blöcken und 34 Reaktoren sowie Schweden mit

[4] *Quellen*: EUROSTAT: verschiedene Monats- und Jahresberichte; OECD/NEA: *Nuclear Energy Data*; Jahrbuch der Atomwirtschaft: verschiedene Länderberichte; Aktualisierung des Hinweisenden Nuklearprogramms der Kommission der Europäischen Union; NUKEM Special Report: *World Nuclear Power Plant Capacity*.

Tabelle 4.7: Kernenergieanteil an der Stromerzeugung in der EU (Stand 1993, gerundete Werte)

Versorgungsbereich	Kernenergieanteil %
Belgien	59
Deutschland	30
Frankreich	78
Großbritannien	27
Niederlande	5
Spanien	35
Finnland	33
Schweden	42
Übrige EU-Länder	0

Anteil Kernenergie an Stromerzeugung in der EU

Tabelle 4.8: Bruttoinlandsverbrauch an Kernenergie in der EU

	1992	1993	1993/92
	Mio. t Rohöleinheiten		%
Belgien	10,7	10,3	−3,7
Deutschland	39,0	37,3	−4,1
Frankreich	80,4	87,6	8,9
Großbritannien	17,4	19,8	13,9
Niederlande	1,0	1,0	1,7
Spanien	13,8	14,0	2,1

Kernenergie in der EU

73 125 GWh aus 11 Anlagen. Die Kernkraftwerke produzierten im Jahr 1994 ca. 35 % der gesamten Nettostromerzeugung der Union.

Obwohl die Kernenergie einen gewichtigen, im Laufe der 80er Jahre deutlich gestiegenen Beitrag zur Gesamtenergieversorgung leistete und die Brüsseler Kommission ihre positive Grundeinstellung hierzu nie aufgegeben hat, stimmen die Haltungen der einzelnen Mitgliedstaaten zur zukünftigen Rolle der Kernenergie in ihren Ländern, wie die folgenden Abschnitte zeigen, keineswegs überein. Insgesamt gesehen ist jedoch eine geordnete Energieversorgung der EU ohne die friedliche Nutzung der Kernenergie nicht denkbar. Diese Aussage hat auch nach dem Beitritt von Schweden, Finnland und Österreich Bestand, da die Elektrizitätserzeugung der EU nunmehr um rund ein Fünftel höher liegt als in der früheren Zwölfer-Gemeinschaft, wobei die Kernenergie mit 32 % statt bisher 34 % anteilmäßig nach der Kohle mit 33 % der zweitwichtigste Energieträger bleibt.

regionale Unterschiede

keine geordnete Energieversorgung ohne Kernenergie

4.2.2.1 Belgien

Die belgische Energiepolitik war nach 1973 durch den schnellstmöglichen Abbau der Ölimportabhängigkeit gekennzeichnet. Inzwischen kam es jedoch zu einer Entscheidung gegen die Fortsetzung der Kernenergieprogramme. Im Dezember 1988 hat die belgische Regierung die Empfehlung der nationalen

Belgien

Energieversorger abgelehnt, ein achtes Kernkraftwerk (Doel-5) zu errichten. Auch im Zehnjahresausrüstungsplan 1988–1998 für den Bau neuer Produktionseinheiten wurde dieses Vorhaben immer wieder verschoben. Allerdings besteht in Belgien aufgrund des hohen Kernenergieanteils an der Stromproduktion von rund 60 % derzeit auch keine Notwendigkeit zum Ausbau dieses Energieträgers.

4.2.2.2 Finnland

Bearbeitet von Sten Bjurström und Ingemar Lindholm

Finnland

Um den Anteil des Öls am Energieverbrauch zu senken, will Finnland an der Kernenergie festhalten, wenngleich dort Meinungsumfragen im Herbst 1979 eine eher ablehnende Haltung offenbart hatten. Das finnische Parlament sprach sich jedoch im November 1979 mit 137 gegen 27 Stimmen für die weitere Nutzung der Kernenergie aus und ermächtigte damit zugleich die Regierung, den Bau weiterer Kernkraftwerke zu genehmigen. Zur Zeit werden in Finnland vier Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von insgesamt 2 400 MWe betrieben. 2 Kernkraftwerke mit je 440 MWe sind Druckwasserreaktoren sowjetischer Bauart mit einem von finnischer Seite errichteten Containment und deutscher Leit-, Steuerungs- und Elektrotechnik. die anderen Kernkraftwerke sind Siedewasserreaktoren schwedischer Herkunft. Der finnische Sicherheitsstandard ist daher mit demjenigen westeuropäischer Kernkraftwerke vergleichbar.

Kernenergieanteil in Finnland

Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung wuchs auf 35 % und lag damit deutlich über dem Anteil der Wasserkraft (25 %). Die bisherige Betriebserfahrung der Kernkraftwerke in Finnland ist gut. In vielen Jahren wurden Kapazitätsfaktoren von über 90 % erreicht.

Durch den hohen Strombedarfszuwachs von 39,9 TWh in 1980 auf 59,7 TWh in 1989 sowie einen erwarteten Zuwachs auf 73 TWh in 1995 drohen Stromengpässe zu entstehen. Daher forderten der finnische Industrieverband und die Vereinigung finnischer Elektrizitätswerke Ende August 1985 in einem gemeinsam erarbeiteten Memorandum den Bau eines weiteren Kernkraftwerkes mit einer Kapazität von 1 000 MW zur Deckung des Strombedarfs der 90er Jahre. Nach dem Unfall in Tschernobyl bestimmten jedoch die politischen Parteien im Jahr 1987, vor der Wahl im Jahr 1991 keine neuen Kernkraftwerke zu bauen.

Anfang 1991 haben vier Betriebe: ABB Atom AB, Siemens AG, Nuclear Power International und Atomenergoexport dem finnischen Konsortium Perusvoima Oy ein Angebot für ein weiteres Kernkraftwerk unterbreitet. Der finnische Reichstag hat jedoch im Jahr 1993 beschlossen, ein fünftes Kernkraftwerk nicht zu bauen.

In Bezug auf die Entsorgung ist Finnland insofern in einer Sonderlage, als die abgebrannten Brennelemente der beiden Kernkraftwerke sowjetischer Bauart, Loviisa 1 und 2, von der Sowjetunion wieder zurückgenommen werden. Die abgebrannten Brennelemente der beiden Kernkraftwerke schwedischer Herkunft, TVO 1 und 2, werden dagegen zwischengelagert.

4.2.2.3 Frankreich

Frankreich belegt hinter den USA den zweiten Platz unter den weltweit größten Nuklearstromerzeugern. Anfang 1995 waren 56 Kernkraftwerksblöcke mit einer Leistung von über 61 000 MWe(brutto) am Netz, durch die rd. 75 % des französischen Stromverbrauchs gedeckt wurde. Durch die Kernenergie, die in Frankreich 170 000 Menschen beschäftigt, stieg die nationale Energie-Selbstversorgungsquote zwischen 1973 und 1994 von 23 % auf 50 %. Dagegen sank der Anteil des Erdöls an der Stromerzeugung im selben Zeitraum von 39 % auf 3 %. Die verringerten Importe von Kohlenwasserstoffen und anderen fossilen Energieträgern schlagen sich in einer jährlichen Einsparung von 50 Mrd. Franc nieder. Mehr als 50 Mrd. kWh werden derzeit jährlich exportiert und bringen Deviseneinnahmen in Höhe von 12,5 Mrd. Franc. Das staatliche Stromversorgungsunternehmen Électricité de France (EdF) steht damit – noch vor der Airbusgesellschaft – auf dem dritten Platz der französischen Exporteurliste.

Frankreich

Kernenergieanteil in Frankreich

Auch auf dem Gebiet des Exportes von Kernkraftwerken und Anlagen des nuklearen Brennstoffkreislaufes nimmt Frankreich eine führende Stellung ein: in Frankreich geplante Kernenergieanlagen werden in China, Südafrika, Südkorea und Belgien betrieben. Für Dienstleistungen im Entsorgungsbereich ist die französische Firma COGEMA mit ihren Wiederaufarbeitungsanlagen in Marcoule und La Hague der bedeutendste Anbieter der Welt.

Exporte kerntechnischer Anlagen

Die Einstellung Frankreichs zur Kernenergie war und ist unverändert positiv, trotz einiger Turbulenzen in den letzten Jahren. Derzeit ist allerdings eine Pause beim Neubau von Kernkraftwerken eingetreten. Das staatliche Stromversorgungsunternehmen Électricité de France (EdF) hat wegen bestehender Überkapazitäten und einem jährlich nur um 2,3 % steigenden Stromverbrauch beschlossen, bis zum Jahr 2000 keine neuen zusätzlichen Einheiten mehr bauen zu lassen. Diese Entscheidung war notwendig, weil vier Reaktorblöcke noch im Bau sind, deren 1. Netzsynchronisation in den Jahren 1995 bis 1998 erfolgen wird. Hinzu kommt, daß die Auslastung der bestehenden Kernkraftwerke, die sich im Jahr 1992 auf 73 % belief, inzwischen auf 82 % stieg. Außerdem werden private Unternehmen mit eigenen ölbetriebenen Kraftwerken, die gleichzeitig Dampf und Strom liefern, an das EdF-Netz jährlich zwischen 2 000 und 4 000 MW abgeben, wobei der staatliche Stromversorger gezwungen ist, diese von ihm unabhängige Elektrizitätserzeugung zu kaufen. Somit wird Frankreich auch in Zukunft seine Investitionen in die Kernenergie wie bisher nachfrageabhängig weiterführen.

4.2.2.4 Großbritannien

Im Jahr 1989 wurden im Rahmen des britischen Privatisierungsprogramms für den staatlichen Central Electricity Generating Board (CEGB) die Kernkraftwerke in England und Wales in die neu gegründete, staatliche NE eingegliedert. Des weiteren beschloß die Regierung ein Moratorium über den Bau weiterer Kernkraftwerke. Lediglich Sizewell B durfte fertiggestellt

Großbritannien

werden, obwohl sich zu diesem Zeitpunkt noch drei weitere DWR in der Planung befanden. Für 1994 sah die Regierungsentscheidung eine erneute Überprüfung der Zukunft der Kernenergie (»Review«) vor. NE hat in den 4 Jahren seit ihrer Gründung gemeinsam mit Scottish Nuclear, British Nuclear Fuels plc (BNFL) und Atomic Energy Authority (AEA) nachgewiesen, daß einerseits die Kernenergie wirtschaftlich und sicher genutzt werden kann und andererseits die Industrie in der Lage ist, radioaktive Abfälle gefahrlos zu handhaben und stillgelegte Einrichtungen zu entsorgen. Energieminister T. Eggar hat im Juni 1994 die Rahmenbedingungen, den Zeitplan und Umfang für die Überprüfung der Politik zur friedlichen Kernenergienutzung in Großbritannien festgelegt. Nach Meinung der Regierung sollen dabei die betroffenen Stromversorgungsunternehmen und die kerntechnische Industrie selbst den Nachweis der Wettbewerbsfähigkeit bei Beibehaltung der hohen Sicherheitsstandards und des Umweltschutzes erbringen. Darüber hinaus sind die Zukunftsaussichten der Kernenergie in Großbritannien und die Akzeptanz neuer Kernkraftwerke unter wirtschaftlichen Bedingungen zu analysieren. Ebenfalls sollen Möglichkeiten der privaten Finanzierung neuer Anlagen dargestellt werden. Und schließlich sind die Parteien aufgefordert, sich zu äußern, ob neue Kernkraftwerke zur Sicherheit der Energieversorgung einen Beitrag leisten und Vorteile bezüglich des Umweltschutzes bieten können.

4.2.2.5 Italien

Italien

Italien hat im November 1987 einen Volksentscheid abgehalten, der zu einem Moratorium gegen die friedliche Nutzung der Kernenergie führte. Daraufhin erfolgte die Abschaltung der zum damaligen Zeitpunkt laufenden Kernkraftwerke, begonnene Planungen und Bauarbeiten wurden gestundet. Bis heute zeichnet sich keine Wiederaufnahme des Kernenergieprogramms ab, obwohl das Moratorium inzwischen abgelaufen ist. Dies läßt sich insbesondere darauf zurückführen, daß – wenn überhaupt – der Schwerpunkt neuer Reaktorlinien bei den kleinen, absolut passiv sicheren und damit zugleich unwirtschaftlichen Kernkraftwerken liegen soll.

4.2.2.6 Niederlande

Niederlande

Die Niederlande, die über genügend kostengünstige Erdgasreserven verfügen, stehen der weiteren Kernenergienutzung reserviert gegenüber. Sie haben die Fortsetzung ihrer Kernenergieprogramme zurückgestellt. Aufgrund des Tschernobyl-Unfalls wurde im Jahr 1987 die Planung verschoben, neben zwei bereits bestehenden Kernkraftwerken zusätzlich 2 000 MWe Nuklearkapazität zu installieren. Seit Anfang 1994 verstärkt sich jedoch – auch im Parlament – die Debatte, ob weiter auf die Kernenergie verzichtet werden solle. Grundsätzlich stehen Regierung, Elektrizitätswirtschaft sowie die betroffenen wissenschaftlichen Institutionen dem Bau eines dritten Kernkraftwerkes positiv gegenüber. Der Zeitpunkt einer möglichen Realisierung läßt sich momentan aber noch nicht absehen.

4.2.2.7 Schweden

Bearbeitet von Sten Bjurström und Ingemar Lindholm

Ähnlich wie Österreich und die Schweiz machte auch Schweden die weitere Entwicklung der Kernenergie von einer Volksabstimmung abhängig. Die Auseinandersetzungen bestimmten Ende der 70er Jahre monatelang die schwedische Innenpolitik. Zur Abstimmung standen drei »Linien«:

Schweden

— *Linie 1*: Der Vorschlag der Konservativen und der Industrie sprach sich für den weiteren Betrieb der sechs am Netz befindlichen Kernkraftwerke und für die Fertigstellung und Inbetriebnahme der sechs weiteren zur Betriebsaufnahme bereiten oder noch in Bau befindlichen Kernkraftwerke aus, die sämtlich nur im Rahmen der Möglichkeiten, die unter Berücksichtigung des Bedarfs an elektrischer Energie für die Erhaltung von Arbeitsplätzen und sozialen Bedürfnissen gegeben sind, stillgelegt werden sollten;

— *Linie 2*: Der Vorschlag der Sozialdemokraten, der Liberalen und der Gewerkschaften ging über Linie 1 nur insofern hinaus, als die Kernkraftwerke unter staatlicher und kommunaler Regie betrieben werden sollten;

— *Linie 3*: Der Vorschlag des Zentrums und der Kommunistischen Partei, sprach sich für die Stillegung der bereits in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke innerhalb der nächsten zehn Jahre sowie für die Nichtinbetriebnahme der betriebsbereiten und im Bau befindlichen Anlagen aus.

Bei einer Wahlbeteiligung von mehr als 74,3 % brachte die Volksabstimmung am 23. März 1980 ein unerwartet deutliches Ergebnis:

18,7 %	für die Linie 1,
39,4 %	für die Linie 2, (somit 58,1 % für Kernenergie),
38,6 %	für die Linie 3, d.h. gegen Kernenergie,
3,3 %	weiße Stimmzettel.

Die Regierung T. Fälldin zog aus dem Referendum zwei Konsequenzen:

— Sie erteilte unverzüglich die Genehmigung zur Beladung der vier 900 MW-Reaktorblöcke Forsmark 1 und 2 sowie Ringhals 3 und 4. Zugleich erklärte sie sich bereit, den betroffenen Kernkraftwerksbetreibern die Verluste auszugleichen, die durch den abstimmungsbedingten Aufschub der Betriebsaufnahme entstanden waren;

— Sie schlug dem schwedischen Reichstag ein dann am 10. Juni 1980 beschlossenes Energiegesetz vor, welches bestimmt, daß die insgesamt zwölf schwedischen Kernkraftwerke bis zum Jahr 2010 abzuschalten sind. Die Regierung O. Palme hat diese Linie im März 1985 mit Nachdruck bestätigt, nachdem verstärkt die Frage aufgeworfen worden war, ob Schweden es sich angesichts des wachsenden Energiebedarfs leisten könne, in Zukunft kompromißlos auf die Kernenergie zu verzichten. In ihrer Absichtserklärung von März 1985 führte die schwedische Regierung aus, daß

Energiegesetz von 1980

  - Hauptaufgabe der Energiepolitik während des Restes der 80er Jahre sein sollte, die Energieversorgung von Öl auf erneuerbare und heimische Energieträger umzustellen;
  - gleichzeitig Voraussetzungen für den Ersatz von Kernenergie Schritt für Schritt gemäß den Richtlinien des Reichstages geschaffen werden;

- ein Energiesystem aufgebaut wird, daß weniger empfindlich für internationale Versorgungsstörungen ist;
- das letzte Kernkraftwerk spätestens im Jahr 2010 außer Betrieb genommen wird;
- der Bau von Kernwärme- und Brüterreaktoren nach 2010 in Schweden nicht mehr zulässig ist.

regenerative Energiequellen

Dieses Ziel will die schwedische Regierung durch ein Programm zur Erneuerung des Energiesystems erreichen. Sie verbindet damit die Forderung nach der Entwicklung alternativer und nach Möglichkeit regenerativer Energiequellen (Torf, Naturgas, Abfallstoffe, Wasserkraft, Sonnen- und Windenergie). Große Erwartungen setzt die Regierung dabei auf die künftige Nutzung der Windenergie, die durch spezielle Forschungsprogramme gefördert wird.

Anläßlich des Unfalles in Tschernobyl und den darauffolgenden Konsequenzen in Schweden, wurde 1988 mit Parlamentsmehrheit ein Beschluß gefaßt: Zwei Reaktoren sollen zwischen 1995 und 1996 abgestellt werden, einer in Barsebeck und einer in Ringhals, die übrigen 10 Reaktoren sollten bis spätestens im Jahr 2010 abgestellt werden.

In den Jahren 1989 und 1990 wurden die Energiediskussionen fortgesetzt. Der Umweltschutz veranlaßte das Parlament zu beschließen, die Wasserkraft nicht weiter auszubauen. Des weiteren sollte der Kohlendioxidaustritt in die Atmosphäre wegen des Treibhauseffektes das Niveau von 1988 nicht überschreiten.

Die Wirklichkeit hat gezeigt, daß es nicht möglich war, diese drei Zielsetzungen (das Abstellen zweier Reaktoren in den Jahren 1995–1996, kein weiterer Wasserkraftausbau und die Begrenzung des CO_2-Austritts) einzuhalten.

Forschungsprogramm alternative Energiequellen

Am 15. Januar 1991 haben drei Parteien – die Sozialdemokraten, die Liberalen und die Zentrumspartei – ein Übereinkommen getroffen. Laut diesem soll ein fünfjähriges Forschungsprogram mit alternativen Energiequellen wie Bioenergie (Holzverbrennung usw.), Wind- und Sonnenenergie durchgeführt werden. Für diesen Zweck wird 1 Mrd. DM angesetzt.

Eine Reduzierung der schwedischen Kernenergie ist nur dann möglich, wenn die alternativen Energiequellen diese ersetzen können. Heute geht klar hervor, daß die ersten zwei Reaktoren keinesfalls 1995/96 abgestellt werden können. Inwiefern die schwedischen Reaktoren im allgemeinen länger als bis zum Jahr 2010 in Betrieb sein können, ist ebenfalls noch nicht klargestellt.

Die drei Parteien haben zusammen eine Majorität im Parlament. Das Dreiparteien-Übereinkommen wurde durch einen Beschluß des Reichstages im Juni 1991 festgeschrieben.

neues schwedisches Atomgesetz

Nach dem am 1. Februar 1984 in Kraft getretenen neuen schwedischen Atomgesetz wird nicht mehr der vollständig gesicherte Entsorgungsnachweis gefordert; vielmehr muß der Nachweis der grundsätzlichen Durchführbarkeit erbracht werden. Für die *Entsorgung* gibt es drei Projektlinien:

1. Die Zwischenlagerung von abgebrannten Brennelementen in einer unterirdischen Felskaverne auf der Halbinsel Simpevarp mit vier wassergefüllten Lagerbecken (Aufnahmekapazität: 5 000 t) in der ersten Ausbaustufe. Die

erste Einlagerung von 100 t Brennelementen ist bereits 1985 für Testzwecke erfolgt. Nach Abschluß einer einjährigen Testphase wurde das Zwischenlager am 29. April 1986 offiziell eingeweiht. Im Laufe des Jahres 1993 wurden etwa 1 800 t im Zwischenlager eingelagert.

Zwischenlager für ausgediente Brennelemente

2. Die Lagerung von mittel- und schwachaktiven Abfällen aus schwedischen Kernkraftwerken. Hierfür ist ein Endlager unter dem Meeresboden gebaut und im Jahr 1988 in Betrieb genommen worden.

3. Die sichere Endlagerung hochradioaktiver Abfälle. Hierfür wird zur Zeit ein Konzept der direkten Endlagerung entwickelt, dessen Realisierung jedoch erst für das Jahr 2020 vorgesehen ist. Ein endgültiger Entscheid, wo ein solches Endlager eingerichtet werden soll, wird nicht vor Ende der 90er Jahre erwartet.

Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen

Nachdem die letzten zwei Kernkraftwerke Forsmark-3 (1 190 MWe) und Oskarshamn-3 (1 190 MWe) 1985 in Betrieb genommen worden sind, verfügt Schweden nunmehr über zwölf Kernkraftwerke mit einer Kapazität von insgesamt 10 340 MWe: Oskarshamn 1, 2 und 3, Ringhals 1, 2, 3 und 4, Barsebeck 1 und 2 sowie Forsmark 1, 2 und 3.

Gute Betriebserfahrungen haben es ermöglicht, mit der Erlaubnis der Behörden die Kapazität der Mehrzahl der Kernkraftwerke zu erhöhen.

positive Betriebserfahrungen

Im Jahr 1990 haben die Kernkraftwerke 65 TWh Strom hergestellt. Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung ist für 1990 etwa 46 %. Der Anteil der Wasserkraft ist etwa 50 % und der Anteil an fossilen Brennstoffen nur etwa 4 %.

Die schwedische Bevölkerung hat heute eine positive Einstellung gegenüber der Kernenergie. Bei eine Meinungsbefragung im November 1990 waren 64 % den Teilnehmer für die Ausnutzung der Kernenergie über das Jahr 2010 hinaus.

Die schwedische Regierung hat im Juli 1994 eine neue Energiekommission eingesetzt mit der Aufgabe, das fortbestehende Energieprogramm für die Umstellung und die Entwicklung des Energiesystems zu prüfen. Auch soll die Kommission den zukünftigen Bedarf, die erforderlichen Umwandlungen und weiteren Schritte analysieren sowie darüber hinaus Vorschläge für ein geeignetes Programm mit entsprechenden Terminangaben für die Umstellung des Energiesystems vorlegen. Diese Energiekommission beabsichtigt, ihren Bericht Ende 1995 vorzulegen

neue Energiekommission

4.2.2.8 Spanien

In Spanien war im Jahr 1983, also vor dem Unfall von Tschernobyl, ein Moratorium gegen die friedliche Nutzung der Kernenergie ergangen. Z.Z. liegt dem spanischen Parlament ein Beschluß der Regierung vor, aus dem Ausbau der Kernenergie auszusteigen. Damit würden fünf zum Teil bereits weitgehend fertiggestellte Kernreaktoren nicht in Betrieb gehen. Allerdings plant Spanien keinen Ausstieg aus den laufenden Anlagen.

Spanien

4.2.2.9 Übrige EU-Staaten

übrige EU-Mitgliedsländer

Die anderen EU-Mitglieder (Dänemark, Griechenland, Irland, Luxemburg, Österreich und Portugal), die aus politischen, energiewirtschaftlichen und ökologischen Erwägungen vom Einsatz der Kernenergie absehen, wollen auch in Zukunft auf ihren Hoheitsgebieten keine Kernkraftwerke betreiben. Es besteht für sie jedoch die Möglichkeit, Nuklearstrom aus anderen Mitgliedstaaten oder Drittländern einzuführen.

Insbesondere darf in Dänemark die Kernenergie nach einem Beschluß der dänischen Parlamentsmehrheit aus Sozialdemokraten, Linksozialisten und Radikalliberalen gegen die Stimmen der Regierungsparteien vom März 1985 in der dänischen Energieplanung auch künftig keine Rolle spielen. Diesem Beschluß lag ein Bericht des Energieministeriums vom November 1984 zugrunde. Zwar kommt der Bericht zu dem Ergebnis, daß es unter den angenommenen Voraussetzungen um ca. 25 % billiger sein dürfte, Strom aus Uran statt aus Kohle zu erzeugen, andererseits werden aber vor dem Jahr 2020 keine neuen Kraftwerke benötigt, weil die derzeitige, hauptsächlich auf Kohle basierende Stromerzeugungskapazität bis dahin ausreicht.

4.2.3 Bundesrepublik Deutschland

Bearbeitet von Martin Czakainski

4.2.3.1 Kernenergiestatus der Bundesrepublik Deutschland

Kernenergie in Deutschland

Durch die am 2. Oktober 1990 vollzogene Wiedervereinigung der beiden deutschen Staaten ergaben sich erhebliche Verschiebungen in der Energiestruktur, so auch in der Kernenergiewirtschaft. Die 20 westdeutschen Kernkraftwerke, die Ende 1990 in Betrieb waren, lieferten mit 147,3 Mrd. kWh 37,8 % des Stroms der öffentlichen Versorgung. In der ehemaligen DDR belief sich im Jahr 1990 die nukleare Stromerzeugung wegen Abschaltung der Blöcke 1 bis 4 in Lubmin bei Greifswald sowie des Kernkraftwerks in Rheinsberg nur auf 5,3 Mrd. kWh, entsprechend 6,6 %. 1989 betrug die Stromerzeugung aus den genannten fünf ostdeutschen Anlagen noch 12,3 Mrd. kWh. Der Kernenergieanteil an der öffentlichen Stromerzeugung im vereinten Deutschland belief sich 1990 auf 32,4 %.

Mittlerweile wird die Kernenergie in Deutschland seit 34 Jahren genutzt, denn am 17. Juni 1961 ging in Kahl am Main das erste deutsche Kernkraftwerk in Betrieb. Seitdem wurden in Westdeutschland insgesamt über 2 Billionen kWh Kernenergiestrom gewonnen. Die Kernenergiewirtschaft errechnet für diesen Zeitraum eine Vermeidung von CO_2-Emissionen, die bei Stromerzeugung auf Kohlebasis angefallen wären, in Höhe von über 2 Mrd. t CO_2. Nach Berechnungen der Kernenergiewirtschaft hat sich die Nutzung der Kernenergie jedoch nicht nur aufgrund der Vermeidung von Luftschadstoffen, sondern auch aus wirtschaftlicher Sicht gelohnt.

Die derzeitige Verteilung von Kernkraftwerken und kerntechnischen Anlagen in Deutschland zeigt Abbildung 4.2.

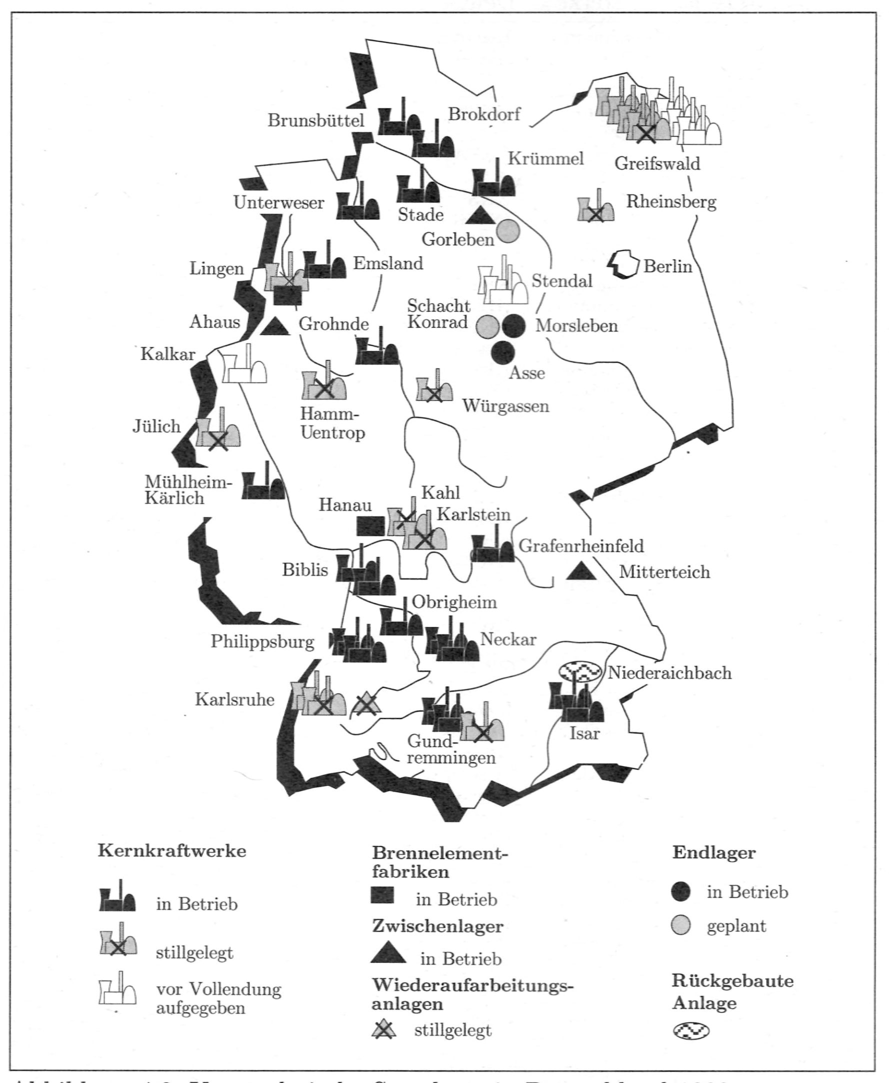


Abbildung 4.2: Kerntechnische Standorte in Deutschland 1993.
Quelle: LaserSatz Thewalt.

Kerntechnische Standorte in Deutschland

4.2.3.2 Kernenergieausbaupläne in Deutschland

Die ersten Planungen:

In ihrem Energieprogramm vom September 1973 und dessen erster Fortschreibung vom Oktober 1974 hielt die Bundesregierung »als Minimalziel« die Installierung einer Kernenergiekapazität von 40 GWe (September 1973) bzw. 45 GWe (Oktober 1974) im Jahr 1985 für erforderlich. Für »wünschenswert« hielt sie es, daß sogar 50 GWe erreicht werden. Auch noch in den Grundlinien und Eckwerten vom März 1977 wurde diese positive Beurteilung aufrechterhalten, wenngleich aufgrund der Verringerung des Zuwachses

Energieprogramme

Kernkraftwerke in Deutschland

Tabelle 4.9: Kernkraftwerke in Deutschland – Stand Anfang 1995[a]

Anzahl	Auftragsjahr	Betriebsbeginn	Bezeichnung Standort	Eigentümer Betreiber	Typ	Hersteller	Leistung MWe brutto
1.	1964	1968	Obrigheim/ Neckar	KWO	DWR	Siemens/ KWU	357
2.	1967	1972	Würgassen/ Weser[b]	PREAG	SWR	AEG/KWU	670
3.	1967	1972	Stade/ Unterelbe	KKS (NWK,HEW)	DWR	Siemens/ KWU	672
4.	1969	1974	Biblis A/ Rhein	RWE	DWR	KWU	1 204
5.	1969	1976	Brunsbüttel/ Elbemündung	KKB (HEW,NWK)	SWR	KWU	806
6.	1970	1979	Philippsburg 1/Rhein	KKP (Badenw.,EVS)	SWR	KWU	900
7.	1971	1978	Esenshamm/ Unterweser	KKU (PREAG,NWK)	DWR	KWU	1 300
8.	1971	1976	Neckar-westheim 1	GKN (TWS u.a.)	DWR	KWU	840
9.	1971	1976	Biblis B/ Rhein	RWE	DWR	KWU	1 300
10.	1971	1977	Ohu/Isar 1	KKI-l (Bayernw.,IAW)	SWR	KWU	907
11.	1972	1983	Krümmel/ Unterelbe	KKK (HEW,NWK)	SWR	KWU	1 316
12.	1975	1981	Grafenrhein-feld/Main	Bayernwerk	DWR	KWU	1 300
13.	1973	1986	Mülheim-Kärlich/Rhein[c]	RWE	DWR	BBR	1 308
14.	1974	1984	Gundrem-mingen B	RWE, Bayernw.	SWR	KWU	1 300
15.	1974	1984	Gundrem-mingen C	idem	SWR	KWU	1 308
16.	1975	1985	Philipps-burg 2/Rhein	KKP (Badenw.,EVS)	DWR	KWU	1 349
17.	1975	1987	Brokdorf/ Elbe	Brokdorf (NWK,HEW)	DWR	KWU	1 395
18.	1975	1984	Grohnde/ Weser	KWG (PREAG,Weser)	DWR	KWU	1 394
19.	1975	1988	Neckar-westheim 2	GKN (TWS u.a.)	DWR	KWU	1 316
20.	1982	1988	Emsland/ Lingen/Ems	KLE (VEW,Elektromark)	DWR	KWU	1 341
21.	1982	1988	Ohu/Isar 2	KKI-2 (Bayernw.,IAW u.a.)	DWR	KWU	1 390

[a] In Karlsruhe wurde am dortigen Forschungszentrum der KNK I betrieben, ein natriumgekühlter thermischer Reaktor mit Zirkonhydrid als Neutronenmoderator. Der KNK I ging 1973 in Betrieb und wurde nach einer Umrüstung im Jahr 1977 mit schnellem Kern und einer Nettoleistung von 17 MWe als KNK II wieder in Betrieb genommen und am 23. August 1991 endgültig abgeschaltet.

Nicht aufgeführt ist das Prototypkernkraftwerk Kalkar (SNR-300) mit einer Nettoleistung von 280 MWe, das seit 1986 betriebsbereit war. Nach langwierigem Streit um seine Einbindung in das forschungs- und energiepolitische Konzept der Bundesrepublik Deutschland wurde am 21. März 1991 beschlossen, den SNR-300 nicht in Betrieb zu nehmen.

Nicht mehr aufgeführt sind auch die inzwischen definitiv stillgelegten Kernkraftwerke, der Heißdampf-Reaktor HDR in Großwelzheim am Main (22 MWe netto), der Schwerwasser-Reaktor KKN in Niederaichbach an der Isar (100 MWe netto), der Siedewasser-Reaktor KRB A Gundremmingen (250 MWe netto), der Siedewasser-Reaktor KWL in Lingen/Ems (154 MWe netto), der Mehrzweck-Forschungs-Reaktor MFZR in Karlsruhe (50 MWe netto), der VAK Kahl/Main (15 MWe netto), der AVR Jülich (15 MWe netto) und der THTR Uentrop/Lippe (300 MWe netto).

[b] Das Kernkraftwerk Würgassen wird aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt. PreussenElektra AG, Hannover, teilte am 1. Juni 1995 mit, daß in Kürze ein dementsprechender Genehmigungsantrag nach § 7 AtG beim nordrhein-westfälischen Wirtschaftsministerium gestellt werden wird.

[c] Das Kernkraftwerk Mülheim/Kärlich wurde am 09.09.1990 wegen eines Rechtsstreiks abgeschaltet. Der Termin einer Wiederinbetriebnahme ist ungewiß.

im Stromverbrauch nur noch 30 GWe (1990: 47 GWe) für notwendig erachtet wurden. In der zweiten Fortschreibung dieses Programms vom 14. Dezember 1977 heißt es aber, die Bundesregierung hält nach vorrangiger Nutzung anderer Möglichkeiten (Energieeinsparungen und Nutzung der deutschen Stein- und Braunkohle) »einen begrenzten Ausbau der Kernenergie für unerläßlich und – auch aufgrund des erreichten hohen Sicherheitsstands – für vertretbar«. Dies läßt eine fundamentale Änderung der Einstellung zur Kernenergie erkennen, ohne daß damals in der Welt ein Strahlenunfall oder ein anderes folgenreiches nukleares Ereignis eingetreten war, das diesen Wandel hätte rechtfertigen können.

In diesem neuen Verständnis reduziert die Bundesregierung in der zweiten Fortschreibung die für 1985 angestrebte Kernkraftleistung von 30 auf 24 GWe und visierte zugleich 43 GWe für das Jahr 1990 und 85 GWe für das Jahr 2000 an.

Am 4. November 1981 verabschiedete die Bundesregierung die dritte Fortschreibung des Energieprogramms. Dieses Programm sah vor, daß die Kernenergie nicht mehr nur auf die Deckung des Restbedarfs beschränkt bleibt. Vielmehr wurde ihr eine deutlich positivere Rolle zugewiesen, als dies die zweite Fortschreibung vom Herbst 1977, unter deren Geltung kein einziges Kernkraftwerk mehr bestellt wurde, ehemals vorsah.

Neuausrichtung nach dem Tschernobyl-Unfall:
Ein neues Datum in der Kernenergiepolitik setzte der am 24. September 1986 verabschiedete Energiebericht der Bundesregierung. Der Bericht läßt erkennen, daß er unter dem Eindruck von Tschernobyl verfaßt worden ist. Dementsprechend stark stehen auch Fragen der Kernenergiepolitik im Mittelpunkt. Er bekräftigt noch einmal die Haltung der Bundesregierung zur Kernenergie, deren friedliche Nutzung notwendig und verantwortbar bleibe, da die Sicherheit der Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Vorrang vor allen anderen Überlegungen habe. Die Bundesregierung machte sich die Auffassung der Reaktorsicherheitskommission zu eigen, die nach dem Tschernobyl-Unfall keinen Anlaß für Sofortmaßnahmen bei den im Bau und in Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerken sah. Gleichwohl wurden die deutschen Kernkraftwerke erneut auf ihren Sicherheitsstandard und auf mögliche Verbesserungen hin untersucht.

Energiebericht von 1986

Der Energiebericht betonte, daß auf Kernenergie kurz- und mittelfristig nicht verzichtet werden kann, da ein Ausstieg aus der Kernenergie schwerwiegende Folgen für Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt in der Bundesrepublik hätte. Die Bundesregierung bekundete, die Möglichkeiten zur wenigstens teilweisen Ablösung der Kernenergie gründlich zu untersuchen.

Kernenergiepolitik im Prozeß der Wiedervereinigung:
Ein weiteres wichtiges Datum für die Kernenergiepolitik ist das am 11. Dezember 1991 von der Bundesregierung vorgelegte energiepolitische Gesamtkonzept »Energiepolitik für das vereinte Deutschland«.

Energiepolitik für das vereinte Deutschland

Zur Kernenergie wird darin festgestellt, daß sie auch weiterhin einen substantiellen Beitrag zur Stromerzeugung leisten muß, so lange andere vergleichbare versorgungssichere, umweltfreundliche und preisgünstige Energieträger nicht zur Verfügung stehen. Dabei gilt weiterhin Vorrang der Sicherheit vor Wirtschaftlichkeit. In dem Bericht wird weiter festgestellt: »Kernenergie ist im Energieträgermix eine Option, die gerade auch unter CO_2-Aspekten bedeutsam ist«.

Auch dieser jüngste Bericht gibt keinerlei konkrete Perspektiven für einen Ausbau der Kernenergie in der Bundesrepublik. Eine Entwicklung, die sich bereits im Verlauf des Jahres 1991 abgezeichnet hatte und nach langer Diskussion um den Bau neuer Kernkraftwerke mit westlichem Sicherheitsstandard an den ostdeutschen Standorten Lubmin bei Greifswald und Stendal Ende Mai 1991 zur Entscheidung führte. Es wurde festgestellt: Die Berliner VEAG, an der die drei westdeutschen Energieversorgungsunternehmen RWE, VEBA/PreussenElektra und Bayernwerk mit zusammen 75 % beteiligt sind, wird keine Genehmigungsanträge für den Bau neuer Reaktoren stellen, die dort für Ersatz der stillgelegten Kernkraftwerke sowjetischer Bauart einmal geplant waren. Die drei EVU machten Investitionsentscheidungen für neue Kernkraftwerke von einer grundsätzlichen Zustimmung aller staatstragenden Parteien in Deutschland zu einem dauerhaften, mehrere Wahlperioden anhaltenden energiepolitischen Konsens abhängig. Da sich durch das Festhalten der SPD am 1986 beschlossenen Kernenergieausstieg damals keine realistische Chance für ein Konsens abzeichnete, verzichteten die drei EVU vorläufig auf den Bau neuer Kernkraftwerke. Der Aufsichtsrat der VEAG beschloß, statt dessen neue Kohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von rund 2 600 MWe zu bauen.

Die Konsenssuche von 1993:

SPD-Beschluß über Ausstieg

Der fehlende Grundkonsens zwischen den politischen Parteien dauerte zu diesem Zeitpunkt bereits sieben Jahre. Ausgangspunkt war der Beschluß der SPD im August 1986 auf dem Nürnberger Parteitag, innerhalb von zehn Jahren in der Bundesrepublik Deutschland aus der Kernenergie auszusteigen. Gefordert wurde u.a. weiter, daß die ersten Kernkraftwerke bereits in den nächsten Jahren nach diesem Beschluß abzuschalten seien. Dieser Beschluß, an dem die SPD formal bis heute festhält, prägte die Debatte um die Kernenergiepolitik in Deutschland in den folgenden Jahren.

Allerdings nahm die Stringenz des Festhaltens an dem Zeitrahmen naturgemäß im Laufe der Jahre ab, da ihm durch die politischen Realitäten zunehmend der Boden entzogen wurde.

Eine Aufweichung dieser verhärteten Fronten war am Anfang 1991 in der Öffentlichkeit zu verspüren, als sich innerhalb der SPD die Stimmen auf dem Gewerkschaftsflügel der Parteien mehrten, die den Energiepolitikern in der SPD eine starre Haltung vorwarfen und sie dafür verantwortlich machten, daß die Fronten zur Erlangung eines energiepolitischen Konsenses mit Blick auf die heimische Steinkohle unverändert starr waren.

Bewegung in die Bemühungen um einen neuen Energie-Konsens brachten die von den Vorstandsvorsitzenden F. Gieske, RWE AG und K. Piltz, VEBA AG mit ihrem am 23. November 1992 an Bundeskanzler H. Kohl gerichteten Schreiben, in dem vorgeschlagen wurde, durch Gespräche mit Vertretern des Bundes und der Länder zu einem parteiübergreifenden Energiekonsens zu gelangen. Dieser sollte eine Grundlage für die zukünftigen Planungen der EVU und auch für die zukünftige Kernenergienutzung bilden.

RWE und VEBA

Die wesentlichen Ziele dieser Initiative waren die Sicherstellung des Weiterbetriebs der laufenden Kernkraftwerke, das Offenhalten der Kernenergie-Option hinsichtlich der Entwicklung »besonders sicherer« Reaktoren, bei denen die Folgen einer unwahrscheinlichen Kernschmelze auf die Anlage selbst beschränkt bleiben. Weiterhin die Festlegung für den zukünftigen Weg der Entsorgung hinsichtlich der Strategie über Wiederaufarbeitung oder direkte Endlagerung und die Sicherstellung der Bereitstellung eines Endlagers für radioaktive Abfälle.

Die Initiative führte dazu, daß nach kurzer Vorbereitungszeit im März 1993 eine Serie von Verhandlungen auf politischer Ebene unter Hinzuziehung der Energiewirtschaft und Vertretern wichtiger gesellschaftlicher Gruppen begonnen hatte. Aus dem eigentlichen Ziel, ein tragfähiges Konzept für die weitere Kernenergienutzung in Deutschland zu entwickeln, erweiterte sich das Spektrum der Themen auf dem Gesamtkomplex zukünftiger Energieversorgungsstrategien. Verhandelt wurde so auch über den Beitrag fossiler Energieträger zur Energieversorgung, die Möglichkeiten rationeller Energienutzung und die Rolle der regenerativen Energieträger. Außerdem war in den Fragen der Umweltpolitik die wirksame Klimavorsorge und im Bereich der energiewirtschaftlichen Diskussion die Frage der Wettbewerbslage der Energiewirtschaft im internationalen Kontext mit ihren Konsequenzen für die gesamte Industrie Gegenstand der Gespräche.

Konsensverhandlungen

Trotz der Bereitschaft von Bundesregierung und Elektrizitätswirtschaft, in den Fragen der Kernenergie der SPD-Opposition entgegenzukommen, ist eine Übereinstimmung in den wichtigsten energiepolitischen Fragen nicht zustande gekommen. Verschiedene Gesprächsrunden brachten keine für beide Seiten tragfähigen Kompromißlinien zutage. Zuletzt erklärten die Verhandlungspartner die Konsenssuche am 21. Juni 1995 für gescheitert. Eine erneute Wiederaufnahme der Gespräche wurde jedoch für 1996 für möglich erachtet (ausführlicher s. Kapitel 7.5.5.6)[5].

---

[5] Ch. Weßelmann und H. Unger: *Kernenergieerzeugung (in Deutschland)*, in BWK 4/94, S. 19 ff.

4.2.4 Schweiz

Bearbeitet von Werner Hunzinger und Ulrich Tillessen

4.2.4.1 Politik

Atomgesetz der Schweiz von 1959

Aufgrund des Atomgesetzes von 1959 unterstehen kerntechnische Anlagen der Bewilligung und Aufsicht durch die Bundesbehörden. Aus Sicherheitsgründen kann die Bewilligung verweigert werden.

Wie in anderen Ländern, wurde auch in der Schweiz die Nutzung der Kernenergie zunächst in weiten Kreisen begrüßt. Die ersten in der Schweiz erstellten Kernkraftwerke, Beznau 1 und 2 sowie Mühleberg, stießen auf keinen Widerstand in der Bevölkerung, sondern wurden Kohle- und Ölkraftwerken vorgezogen. Erst den nachfolgenden Projekten erwuchs zunehmend Opposition. Diese gipfelte 1975 in der Besetzung des Geländes des geplanten Kernkraftwerks Kaiseraugst durch Kernenergiegegner. Die Auseinandersetzungen um die Kernenergie fanden in der Schweiz sodann Ausdruck in mehreren Volksabstimmungen. Die Schweizer Stimmbürger sprachen sich dabei stets zugunsten einer weiteren Nutzung der Kernenergie aus.

Volksabstimmung

Die behördliche Antwort auf die zunehmende Ablehnung der Kernenergienutzung, welche befürchten ließ, daß die Elektrizitätsversorgung des Landes nicht mehr ohne weiteres sicherzustellen wäre, bestand in einem Bundesbeschluß (1978) zur Ergänzung des Atomgesetzes. Dieser Bundesbeschluß verfolgte zwei Ziele: einmal erhöhte er die Mitsprache des Volkes im Bewilligungsverfahren durch Einführung der parlamentarischen Genehmigung einer bundesrätlichen Rahmenbewilligung für eine neue Anlage und zum zweiten sicherte er ausgedehnte Einsprachemöglichkeiten von Betroffenen. Für die Erteilung von Bau- und Betriebsbewilligungen ist eine genehmigte Rahmenbewilligung Voraussetzung. Die Erteilung der Rahmenbewilligung für ein KKW ist an die Bedingung geknüpft, daß für die im geplanten Kernkraftwerk erzeugte Energie im Inland voraussichtlich ein hinreichender Bedarf besteht. Ferner darf für Kernkraftwerke die Rahmenbewilligung nur erteilt werden, wenn die dauernde, sichere Entsorgung und Endlagerung der aus der Anlage stammenden radioaktiven Abfälle gewährleistet und die Stillegung sowie der allfällige Abbruch ausgedienter Anlagen geregelt ist.

Dieser Bundesbeschluß fand die Zustimmung einer großen Mehrheit (69 %) der Schweizer Stimmbürger. Mit einer dünneren Mehrheit (51 %) wurde 3 Monate zuvor eine Volksinitiative[6] verworfen, welche die Entscheidungsbefugnisse über Bau und Betrieb von Kernanlagen dem Parlament übertragen sollte, und außerdem sollten die Stimmberechtigten der Standortgemeinde ihre Zustimmung geben müssen.

Ermuntert durch den knappen Ausgang dieser Abstimmung (1979) gegen die Kernenergienutzung, lancierten die Opponenten gleich zwei Initiativen. Die eine (Atominitiative II) wollte ein Verbot für den Bau neuer Kernkraft-

[6] Nach schweizerischem Recht kommt eine Volksinitiative dann zustande, wenn 100.000 Stimmberechtigte einen Zusatz oder eine Änderung der Bundesverfassung (Grundgesetz) verlangen. Die Initiative muß allen Stimmberechtigten zum bindenden Entscheid vorgelegt werden.

werke nach Leibstadt, den Ersatz der bestehenden Kernkraftwerke sowie den Bau und Betrieb von Anlagen des Brennstoffkreislaufes in der Verfassung festschreiben und die Rahmenbewilligung für Zwischen- und Endlager für radioaktive Abfälle dem fakultativen Referendum[7] unterstellen.

Die zweite Initiative (Energieinitiative) verlangte drastische zentralistische Energiesparmaßnahmen, die Förderung kleiner dezentraler Energieerzeugungsanlagen, die Erhebung einer Energiesteuer zur Finanzierung von Energiesparmaßnahmen sowie die Neuverteilung der Forschungsmittel zugunsten einheimischer erneuerbarer Energiequellen. Die Energieinitiative war im übrigen so konzipiert, daß sie auch allein Handhabe zur Blockierung von Kernkraftwerksprojekten auf unbestimmte Zeit geboten hätte. Beide Volksbegehren wurden von den Schweizer Stimmbürgern 1984 deutlich abgelehnt, die Atominitiative II mit einem Nein-Stimmen-Anteil von 55 %, die Energieinitiative mit 54 % Nein-Stimmen.

Unter dem Eindruck der Katastrophe von Tschernobyl war die energiepolitische Diskussion im Jahre 1986 auch in der Schweiz von einer grundsätzlichen Auseinandersetzung um die weitere Nutzung der Kernenergie beherrscht. Von verschiedenen Seiten und auf vielen Wegen wurden die sofortige oder schrittweise Stillegung der schweizerischen Kernkraftwerke, der Widerruf der Rahmenbewilligung für das Kernkraftwerk Kaiseraugst und der Verzicht auf künftige KKW-Projekte verlangt.

Vom energiepolitischen Geschehen im Parlament ist ein Vorstoß von bürgerlicher Seite hervorzuheben, der Ende 1988 zu einer Vereinbarung zwischen Bundesrat und der Kernkraftwerk Kaiseraugst AG über die Nichtrealisierung des vorgesehenen Kernkraftwerks führte. Gleichzeitig entschied sich das Parlament ausdrücklich für die Offenhaltung der Option Kernenergie zur Sicherung der künftigen Elektrizitätsversorgung des Landes. Die Offenhaltung der Option Kernenergie bedingt folgende Hauptziele:

Offenhaltung der Option Kernenergie

— den sicheren Betrieb und die Nachrüstung der bestehenden Kernkraftwerke sicherstellen;

— den Ausbau der Fernwärmeversorgung aus den bestehenden Kernkraftwerken weiter fördern;

— die bestehenden Kernkraftwerke am Ende ihrer technischen Lebenszeit erneuern bzw. ersetzen und weitere Kernkraftwerke in Zukunft wieder bedarfsgerecht bauen;

— Vereinfachung und Verkürzung der Genehmigungsverfahren im neuen Kernenergiegesetz;

— die volle Unterstützung der NAGRA, »Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle«, bei ihren gesamten Bemühungen; unverzügliche Realisierung jener Entsorgungsanlagen, welche in der Schweiz benötigt werden: Zwischenlager, Endlager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle;

NAGRA

[7] Nach schweizerischem Recht muß ein Parlamentsbeschluß der Volksabstimmung unterzogen werden, wenn 50 000 Stimmberechtigte es verlangen (fakultatives Referendum).

— der Ausbildung des Nachwuchses auf dem Gebiet der Kerntechnik größte Beachtung schenken; die entsprechenden Lehrstühle und Einrichtungen an den Hochschulen und Höheren Technischen Lehranstalten mit Unterstützung von Bund und Kantonen aufrechterhalten;
— die Nuklearforschung mit Schwerpunkt am Paul-Scherrer-Institut in Würenlingen weiterführen und die bisherige Unterstützung des Bundes sichern;
— aktive Mitarbeit an der Weiterentwicklung fortgeschrittener Reaktoren; verstärkte internationale Öffnung der Forschung und Beteiligung an der Realisierung internationaler Projekte.

Hierzu betonte die Landesregierung:

> »Aus der Sicht des Bundesrates ist ein zügiger Ausbau der Kernenergiekapazitäten heute politisch nicht möglich. Ein verfassungsmäßiges Moratorium oder gar ein Ausstieg sind aber abzulehnen. Anzustreben ist deshalb das Leitbild einer ausreichenden, sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung. Dazu ist die Energieversorgung zu diversifizieren, es sind die Maßnahmen zur rationellen und sparsamen Energieverwendung weiterzuführen, und es ist die Option Kernenergie aufrechtzuerhalten.«

Volksinitiativen gegen Kernenergie

Zum dritten Mal wurden aber auch Volksinitiativen gegen die Nutzung der Kernenergie lanciert, die eine mit dem Titel »Stopp dem Atomkraftwerkbau (Moratorium)«, die andere »Für den Ausstieg aus der Atomenergie«. In der Volksabstimmung vom 23. September 1990 wurde die erstere mit 55 % der Stimmen gutgeheißen und damit einem Baustopp von Kernanlagen bis zum Jahr 2000 zugestimmt. Die »Ausstiegsinitiative« wurde mit 53 % zu 47 % abgelehnt, wie schon die früheren Volksinitiativen mit ähnlichen Zielen 1979 und 1989 verworfen wurden. Gleichzeitig wurde ein neuer Artikel in der Bundesverfassung für die Energiepolitik beschlossen, deren Hauptauftrag lautet:

> »Bund und Kantone setzen sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten für eine ausreichende, breitgefächerte und sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch ein.«

Das Abstimmungsergebnis wird offiziell wie folgt beurteilt:

> »Die Annahme der Moratoriumsinitiative kann nicht als Auftrag zu einem Ausstieg interpretiert werden. Eine solche Schlußfolgerung stünde im Widerspruch zur Ablehnung der Volksinitiative ›Für einen Ausstieg aus der Atomenergie‹.
>
> Auf die Nutzung der Kernenergie soll nicht verzichtet werden. Die weitverbreitete Skepsis gegen diese Technik zeigt aber, daß alles daran gesetzt werden muß, um die Reaktoren möglichst sicher zu betreiben, die Entsorgung der radioaktiven Abfälle im

kein Verzicht auf Nutzung der Kernenergie

Inland sicherzustellen und durch rationelle Elektrizitätsverwendung dafür zu sorgen, daß nicht mehr Kernenergie als nötig eingesetzt werden muß.

Nach Ablauf des zehnjährigen Moratoriums ist die Zukunft der Kernenergie grundsätzlich offen. Möglich sind sowohl ein Ausbau der Kapazitäten, die Weiterführung des Moratoriums oder ein Ausstieg. Wenn die Elektrizitätsnachfrage in gleichem Maße wie bisher zunimmt, wäre ein andauerndes Moratorium oder ein Ausstieg nicht zu verantworten. Ebensowenig wäre jedoch ein Ausbau der Kernenergiekapazitäten politisch möglich, wenn vorher nicht ernsthaft versucht worden ist, die Elektrizitätsnachfrage zu stabilisieren. Der Bundesrat ist deshalb der Auffassung, daß die Rahmenbedingungen für eine rationellere Elektrizitätsverwendung und für die Elektrizitätserzeugung aus einheimischen, erneuerbaren Energien deutlich größere Aufmerksamkeit als bisher erhalten müssen.«

Gestützt auf den neuen Verfassungsauftrag zur Energiepolitik, erließ das Energiewirtschaftsdepartement ein Aktionsprogramm »Energie 2000«, welches folgende Ziele hat:

Aktionsprogramm »Energie 2000«

- mindestens Stabilisierung des Gesamtverbrauchs von fossilen Energien und der CO_2-Emissionen zwischen 1990 und 2000 und anschließende Reduktion;
- zunehmende Dämpfung der Verbrauchszunahme von Elektrizität während der Neunzigerjahre und Stabilisierung der Nachfrage ab 2000;
- Beiträge der neuen erneuerbaren Energien im Jahre 2000: 0,5 % zur Stromerzeugung und 3 % des Verbrauchs fossiler Energien als Wärme;
- Ausbau der Wasserkraftproduktion um 5 % und der Leistung der bestehenden KKW um 10 %;
- Realisierung der NAGRA-Endlager für radioaktive Abfälle.

Über die fristgerechte Erreichbarkeit dieser Ziele läßt sich heute noch keine Aussage machen, ausgenommen über die Leistungserhöhung der Kernkraftwerke. Eine Leistungserhöhung um mindestens 10 % ist für alle Kernkraftwerke der Schweiz machbar, beschlossen, beantragt oder bereits durchgeführt.

Der Ausbau der hydraulischen Elektrizitätsproduktion kollidiert mit politischen Forderungen nach erhöhten Restwassermengen von Flüssen und Bächen.

Zu Beginn des Jahres 1994 hat der Schweizerische Bundesrat dem Parlament einen Entwurf zur Teilrevision des Atomgesetzes zugeleitet. Damit soll eine Beschleunigung der Bewilligungsverfahren für die Entsorgung radioaktiver Abfälle bezweckt werden: Für den Grundsatzentscheid über den Bau eines Endlagers ist weiterhin eine Rahmenbewilligung des Bundesrates erforderlich, die vom Parlament genehmigt werden muß. Alle übrigen Bewilligungen und Konzessionen werden in einer einzigen Bundesbewilligung zusammengefaßt, die vom Eidgenössischen Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement erteilt wird. Der Bewilligungsentscheid kann an das Bundesgericht weitergezogen werden. Fragen, die bisher in der alleinigen Kompetenz

Rahmenbewilligung für Endlager

der Kantone lagen, sollen zukünftig teilweise vom Bund entschieden werden. Dies betrifft insbesondere die Raumplanung. In anderen wichtigen Bereichen, wie z.B. dem der Waldrodung, bleiben die Bewilligungsinstanzen dieselben. Eine weitere Straffung des Verfahrens besteht darin, daß derjenige, der eine Bundesbewilligung besitzt, Enteignungen vornehmen darf. Wegen eines drohenden Referendum kann das in diesem Sinn revidierte Atomgesetz nicht vor 1996 in Kraft treten.

Eine politische Aktion ganz anderer Art ist 1989 in Kreisen der Kernenergiegegner auf kantonaler Ebene gestartet worden: Im Kanton Nidwalden, einem in Aussicht genommenen Standortkanton für ein unterirdisches Endlager für kurzlebige radioaktive Abfälle, ist eine Änderung der Kantonsverfassung in dem Sinne durchgesetzt worden, daß nicht nur der Abbau, sondern auch das Verfüllen des Untergrundes, z.B. mit radioaktiven Abfällen, dem kantonal hoheitlichen Bergregal unterstellt wird. Ende 1993 hat das Bundesgericht diesem Begehren letztinstanzlich stattgegeben, was bedeutet, daß auch noch der Kanton Nidwalden, d.h. die Landsgemeinde, einer Einrichtung eines unterirdischen Endlagers für radioaktive Abfälle auf ihrem Kantonsgebiet zustimmen muß.

Änderung des Bergrechts

Im Februar 1992 haben 51 % der Stimmbürger des Kantons Bern in einer Konsultativabstimmung die Stellungnahme ihres Parlaments zu den Fragen der Leistungserhöhung von 10 % und des Ersatzes der befristeten Betriebsbewilligung durch eine unbefristete des Kernkraftwerks Mühleberg abgelehnt. Dieses informative Resultat ist rechtlich nicht bindend.

4.2.4.2 Nukleare Forschung

EIR

Seit der Übernahme 1961 der Einrichtungen zur Kernforschung der »Reaktor AG Würenlingen« durch die Schweizerische Eidgenossenschaft und der Gründung des »Eidg. Institutes für Reaktorforschung« (EIR) ist die angewandte Kernforschung eine Angelegenheit des Bundes geworden.

Hauptforschungsrichtungen waren die Sicherheit von Leichtwasserreaktoren sowie fortgeschrittene Kernbrennstoffe und Reaktorkonzepte. In Zusammenarbeit mit der NAGRA liegen Arbeiten zur Spezifikation und zur Qualitätskontrolle von endlagerfähigen Abfällen sowie die Modellierung von Stofftransporten aus Endlagern für radioaktive Abfälle im Vordergrund. In den späten 70er Jahren sind dem Zug der Zeit folgend Aufgaben aus den Gebieten der nichtnuklearen Energie- und der Umweltforschung hinzugekommen.

Paul-Scherrer-Institut

Am 1. Januar 1988 wurden EIR und das benachbarte SIN (»Schweiz. Institut für Nuklearforschung«, eine bundeseigene Forschungsstätte für Hochenergiephysik), Villigen, zum »Paul-Scherrer-Institut« (PSI) zusammengelegt. Es gliedert sich in die fünf Forschungsbereiche Kern- und Teilchenphysik, Biowissenschaften, Festkörperforschung und Materialwissenschaften sowie Energieforschung und Ingenieurwissenschaften (Bereiche Nukleare Energie und Allgemeine Energie). Im Gebiet der Energieforschung wird mittelfristig eine Ausgewogenheit zwischen den beiden Energiefor-

schungsbereichen unter Berücksichtigung der nationalen Bedürfnisse bei der nuklearen Energieforschung angestrebt.

Dem Forschungsbereich Energieforschung und Ingenieurwissenschaften stehen rund 40 % der Forschungsmittel des PSI zur Verfügung. In der Nuklearen Energieforschung liegen die Schwerpunkte auf den Gebieten Reaktorsicherheit, Abfallentsorgung und auf ausgewählten Themen fortschrittlicher Nukleartechnologien. Die Arbeiten zur Entsorgung radioaktiver Abfälle sind auch weiterhin auf die Sicherheitsanalyse von Endlagern ausgerichtet, mit Hauptgewicht auf sicherheitsrelevanten Mechanismen zur Beschreibung technischer Barrieren und des Radionuklidtransportes durch die Geo- und Biosphäre. Die Schwerpunkte der Forschungsarbeiten zur Sicherheit von Leichtwasserreaktoren bildeten Quelltermstudien für die schweizerischen Kernkraftwerke, Fragen zur Alterung von Reaktorkomponenten sowie die thermohydraulische Analyse von Störfällen und Transienten.

4.2.4.3 Kernkraftwerke

In der Schweiz stehen zur Zeit fünf Kernkraftwerksblöcke mit insgesamt ungefähr 2 900 MWe Nettoleistung in Betrieb: Beznau 1 und 2, Mühleberg, Gösgen-Däniken sowie Leibstadt (vgl. Tabelle 4.10). Das jüngste Schweizer Kernkraftwerk, der 990 MWe-Block Leibstadt, arbeitet seit dem 15. Dezember 1984 im kommerziellen Betrieb. Der Anteil der Kernkraftwerke an der Inlandstromproduktion stieg damit auf rund 40 %. Im Jahr 1989 trugen die fünf schweizerischen Nuklearblöcke 21,5 TWh oder 41 % zur Elektrizitätsproduktion der Schweiz bei. Der Anteil der Wasserkraftwerke betrug 57 %, die restlichen 2 % wurden durch konventionell-thermische Kraftwerke erzeugt. In den Produktionsziffern für 1989 eingeschlossen sind Wärmelieferungen der Kernkraftwerke Gösgen (Heißdampf für die Industrie) und Beznau (Fernwärmenetz REFUNA), entsprechend einem »elektrischen Energieäquivalent« (Minderproduktion an Elektrizität) von 59 GWh.

Kernenergieanteil in der Schweiz

Die Pläne zum Bau weiterer Kernkraftwerke haben durch Modifikationen im Genehmigungsverfahren und in den behördlichen Auflagen, durch Projektänderungen und langwierige Einspracheverfahren und – vor allem – durch politische Auseinandersetzungen erhebliche Verzögerungen erfahren. Baureife Projekte lagen für die Kernkraftwerke Kaiseraugst (Kanton Aargau) und Graben (Kanton Bern) vor, werden aber nicht weiter verfolgt.

Die Druckwasserreaktoren des Kernkraftwerks Beznau (KKB) stehen seit 1969 (Block I) bzw. 1971 (Block II) am Unterlauf der Aare in Betrieb. Sie sind mit Flußwasser gekühlt. Die elektrische Leistung des KKB beträgt 2 × 350 MWe, Erhöhung auf 2 × 385 MWe ist vorgesehen. Die Arbeitsausnutzung des Kernkraftwerks Beznau betrug in den Jahren 1980–1989 im Schnitt 84,3 % (Block I) bzw. 86,3 % (Block II). Dieser hohe Ausnutzungsgrad war trotz 20tägigem Stillstand 1989 wegen eines undichten Dampferzeuger-Heizrohres erreicht worden. Es ist vorgesehen, 1993 zwei neue Dampferzeuger anstelle der vorhandenen Dampferzeuger des Blocks I einzubauen. Der gesamte Aus- und Einbau der Aggregate, die eine 15 % höhere Wärmeaus-

KKW-Nachrüstung

tauschleistung haben werden, soll nur 54 Tage in Anspruch nehmen. Das von den Behörden geforderte Nachrüstprojekt »NANO« (Nachrüsten Notstandssysteme) ist 1988 in die Bauphase getreten und wird für Block II 1992 und für Block I 1993 in Betrieb gehen. Im Zusammenhang mit NANO wird auch geprüft, ob die bestehenden Systeme dem neuen Stand der Technik entsprechen oder aber durch solche, die den gestiegenen Anforderungen gerecht werden, ersetzt werden sollen. 1990 ist eine zweite Wärmetauscherstufe installiert worden, welche die installierte Leistung der Wärmeauskopplung für das Fernwärmenetz REFUNA auf 60 MW brachte. Der 320 MWe-

Tabelle 4.10: Schweizerische Kernkraftwerke

Inbetriebnahme	Bezeichnung	Typ	Kühlung	Leistung MWe netto
1969	Beznau 1	DWR	Aare	350
1971	Beznau 2	DWR	Aare	350
1971	Mühleberg	SWR	Aare	320
1979	Gösgen-Däniken	DWR	Luft	940
1984	Leibstadt	SWR	Luft	990

Mühleberg (KKM)

Siedewasserreaktor mit Aarewasserkühlung des Kernkraftwerks Mühleberg (KKM) unterhalb Bern ging 1971 in Betrieb. Die Leistung des Kernkraftwerkes wurde 1993 auf 350 MWe netto erhöht. Seine Arbeitsausnutzung betrug in den letzten 10 Jahren 87,8 %. Ein längerer Stillstand war 1989 durch den Anschluß des Systems »SUSAN« (Spezielles unabhängiges System zur Abfuhr der Nachzerfallswärme) an die bestehende Anlage bedingt. Dieses doppelt ausgeführte, moderne zusätzliche Sicherheitssystem ergänzt die bestehenden Sicherheitseinrichtungen für das Abschalten des Reaktors und das Kühlen der Brennelemente. Es verfügt über eine unabhängige Strom- und Kühlwasserversorgung und ist insbesondere gegen Einwirkungen von außen geschützt. Eine weitere Erhöhung der Sicherheit des KKM wurde 1988 realisiert durch Inbetriebnahme des Inertisierungssystems, welches die im Sicherheitsbehälter vorhandene Luft durch Stickstoff ersetzt. Zusätzlich zur Elektrizitätsproduktion versorgt das KKM die in der Nähe gelegene Personalsiedlung »Steinriesel« mit Fernwärme.

Gösgen-Däniken (KKG)

1989 war das Kernkraftwerk Gösgen-Däniken (KKG), an der Aare unterhalb Olten gelegen, zehn Jahre im kommerziellen Betrieb. Sein Druckwasserreaktor vom Typ Siemens/KWU hat eine elektrische Nettoleistung von 940 MWe (bis 1985: 920 MWe); eine weitere 10 %ige Erhöhung der Leistung ist vorgesehen; die Abwärme wird mit einem Naßkühlturm abgeführt. Zusätzlich zur Elektrizitätserzeugung versorgt die Anlage die benachbarte Kartonfabrik Niedergösgen mit jährlich ungefähr 140 GWh Prozeßdampf. Der weitgehend problemlose Betrieb im ersten Jahrzehnt erzielte eine Arbeitsausnutzung von 82,6 %. Hervorzuheben ist das rege Interesse, das dem KKG von der Bevölkerung entgegengebracht wird. Ungefähr 20 000 Personen besuchen jährlich die von weit her sichtbaren Installationen des KKG und lassen sich vor Ort informieren.

Das Kernkraftwerk Leibstadt (KKL) steht am Ufer des Rheins, nahe der Einmündung der Aare. Es ist mit einem Siedewasserreaktor vom Typ General Electric ausgerüstet und hat eine elektrische Nettoleistung von 990 MWe, eine Leistungserhöhung um 15 % ist vorgesehen. Die Abwärme wird mit einem Naßkühlturm abgeführt. Das Kraftwerk ging im Dezember 1984 in Betrieb, zu einer Zeit, als die Inlandproduktion den Elektrizitätsbedarf (im Winterhalbjahr 84/85) nicht mehr zu decken vermocht hätte. In seinen ersten fünf vollen Betriebsjahren konnte eine Arbeitsausnutzung von 83,1 % ausgewiesen werden. Als Folge des Unfalls in Three Mile Island wurde im Containment ein Zündsystem für eine gezielte Verbrennung von freigesetztem Wasserstoff installiert, damit bei einem schweren Unfall die Sicherheit des Einschlusses nicht durch eine Wasserstoffexplosion beeinträchtigt wird. Gelegentliche kurze Betriebsunterbrechungen variabler Ursachen blieben ohne Folgen, außer einer ausgiebigen Berichterstattung in den Medien.

Leibstadt (KKL)

Eine Standortbewilligung für eine 925 MWe-Siedewasserreaktor-Anlage in Kaiseraugst am Rhein oberhalb Basel wurde bereits 1969 erteilt. An diesem Objekt hat sich in der Folge der Widerstand breiter Kreise gegen die Kernenergie entzündet. Der Bundesbeschluß zur Ergänzung des Atomgesetzes, der die Mitspracherechte der betroffenen Bevölkerung im Bewilligungsverfahren wesentlich erweiterte, hat die entstandenen Verzögerungen in der Realisierung dieses Projektes nicht kompensiert. 1985 lag die nun neu erforderliche Rahmenbewilligung vor, und das Projekt wurde neu ausgeschrieben. Angesichts des anhaltenden Widerstandes hauptsächlich in der Region Basel und unter dem Eindruck des Reaktorunglücks von Tschernobyl von 1986 verlangten bürgerliche Parlamentarier im März 1988 in den eidgenössischen Räten Verhandlungen der Landesregierung mit der Kernkraftwerk Kaiseraugst AG über die Nichtrealisierung der Anlage und die Entrichtung einer angemessenen Entschädigung. Gemäß der im November 1988 erzielten Vereinbarung stellte die Gesellschaft die Arbeiten für das vorgesehene Werk ein, wofür ihr der Bund eine pauschale Entschädigung in der Höhe eines Viertels (350 Mio. Franken) der bisher aufgelaufenen Kosten bezahlte.

Kaiseraugst

Entschädigung für Kaiseraugst

Für das Projekt Kernkraftwerk Graben, Kanton Bern, liegt seit 1972 die Standortbewilligung vor. Das Gesuch um die nukleare Baubewilligung ist beim Bund seit 1974 hängig, das Gesuch um die Erteilung der Rahmenbewilligung seit 1979. Seit den Beschlüssen der eidgenössischen Räte betreffend die Nichtrealisierung des Kernkraftwerks Kaiseraugst bemüht sich der Regierungsrat des Kantons Bern um eine analoge Vereinbarung mit Bezug auf das Projekt Graben.

Projekt KKW Graben

Für zwei weitere Kernkraftwerke, nämlich Verbois an der Rhône unterhalb Genf und Inwil, Kanton Luzern, ruhen die Planungsarbeiten.

4.2.4.4 Elektrizitätsbedarf und -Produktion

Der Elektrizitätsbedarf und deren Produktion in der Schweiz sind, getrennt für das Sommer- und Winterhalbjahr, in Abbildung 4.3 und 4.4 dargestellt. Maßgebend für die Bedarfsdeckung ist das Winterhalbjahr, denn die Elek-

Elektrizitätsbedarf

trizitätsnachfrage ist im Winter 20 % höher als im Sommer. Hinzu kommt die im Winter durchschnittlich um 26 % niedrigere Elektriziätsproduktion aus Wasserkraftwerken. Man erkennt, daß um 1990 der Bedarf nur bei guten hydrologischen Verhältnissen gedeckt ist.

Elektrizitätsbedarf und -produktion im Sommerhalbjahr

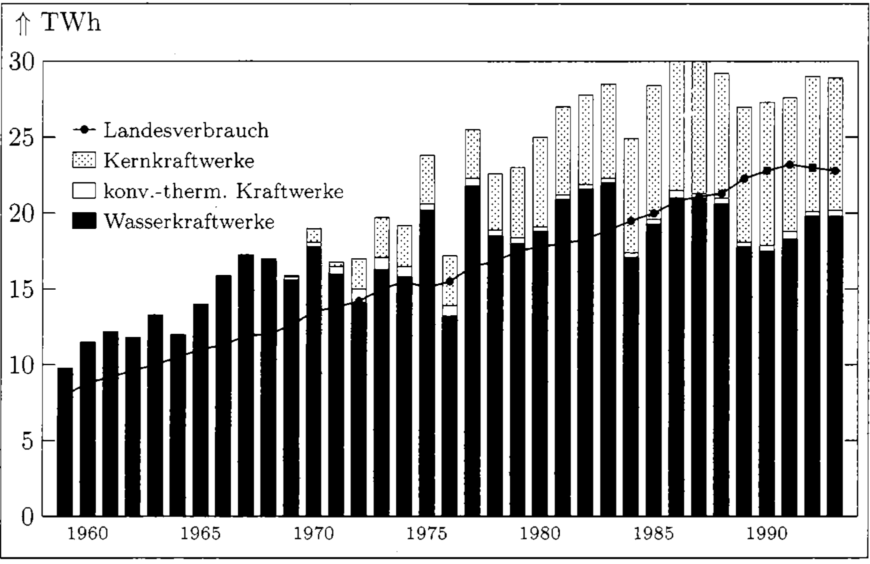


Abbildung 4.3: Elektrizitätsproduktion und -verbrauch der Schweiz in den Sommerhalbjahren von 1959 bis 1993.
Quelle: Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, Zürich.

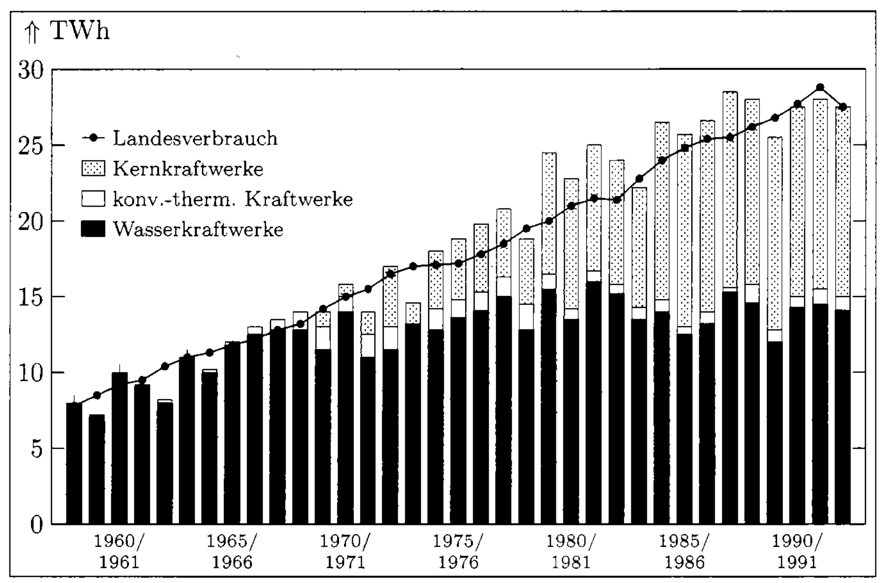
Die Schweizerische Elektrizitätswirtschaft[8] rechnet mit einer jährlichen Bedarfszunahme von 2,5 % pro Jahr 1985 bis 1995 und von 2,2 % pro Jahr 1995 bis 2005. Das bedeutet im Winterhalbjahr 1994/95 ein Bedarf von 31 TWh und im Winterhalbjahr 2004/05 38 TWh.

Die Produktionspotentiale für Hydroelektrizität sind in der Schweiz erschöpft. Kapazitätssteigerungen durch Modernisierungen liegen in der Größenordnung von 0,5 % pro Jahr bis 2005. Der Bau konventionell-thermischer Kraftwerke ist aus Umweltschutzgründen abzulehnen.

Elektrizitätsimport

Folglich ist die Schweiz in den kommenden Jahren auf den Elektrizitätsimport aus dem europäischen Verbundnetz angewiesen. Die Schweizerische Elektrizitätswirtschaft hat in den letzten Jahren mit der »Électricité de France« eine Reihe von Strombezugsverträgen abgeschlossen: aus dem französischen Nuklearpark, namentlich der Werke Fessenheim, Bugey und Cattenom, stehen pro Jahr 8,58 TWh zur Verfügung und ab Mitte der 90er Jahre weitere 3,1 TWh pro Jahr. Elektrizitätseinfuhren sind durch die Kapazität der Übertragungsleitungen begrenzt.

[8] VSE: *Siebenter Zehn-Werke-Bericht*, Zürich 1987



Elektrizitätsbedarf und -produktion im Winterhalbjahr

Abbildung 4.4: Elektrizitätsproduktion und -verbrauch der Schweiz in den Winterhalbjahren 1958/59 bis 1992/93.
Quelle: Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, Zürich.

4.2.4.5 Fernwärme

Fernwärme

Aus schweizerischen Kernkraftwerken werden seit 1979 steigende Wärmemengen ausgekoppelt, 1989 waren es 890 TJ (= 250 GWh), die in das Fernwärmenetz REFUNA (Regionales Fernwärmenetz Unteres Aaretal, 1 600 Hausanschlüsse), in die Kartonfabrik Niedergösgen und in die Wohnsiedlung »Steinriesel« flossen. Der Bau weiterer Fernwärmenetze und deren Belieferung mit Wärme aus Kernkraftwerken scheiterte vorerst am Preis und am politischen Widerstand.

4.2.4.6 Entsorgung – Projekt Zentrales Zwischenlager

Zwischenlager für radiaktive Abfälle

Für die Zwischenlagerung von radioaktiven Abfällen haben die schweizerischen Kernkraftwerkbetreiber die ZWILAG, Zwischenlager Würenlingen AG, gegründet. Sie bezweckt Bau und Betrieb eines oberirdischen Zwischenlagers auf dem Gelände des PSI in Würenlingen bis zur Fertigstellung von Endlagern durch die NAGRA.

Die Zwischenlagerkapazität wurde so gewählt, daß der Lagerbedarf aus allen schweizerischen Kernkraftwerken und dem Bundesamt für Gesundheitswesen, das die Medizin, Industrie und Forschung von radioaktiven Abfällen entsorgt, während der nächsten 15 bis 20 Jahre auch unter ungünstigsten Annahmen abgedeckt ist. Für hochradioaktive Abfälle und abgebrannte Brennelemente wurde aufgrund vergleichender Studien das Konzept der Trockenlagerung in Lager- und Transportbehältern gewählt.

Auch schwach- und mittelradioaktive Abfälle sollen in oberirdischen Bauten zwischengelagert werden können.

Ferner sollen im Rahmen dieses Projektes auch die im PSI bestehenden Anlagen, insbesondere der Verbrennungsofen, zur Behandlung und Konditionierung schwachradioaktiver Abfälle grundlegend erneuert und verbessert werden.

Seit 1990 ist das Rahmenbewilligungsverfahren für das Zwischenlager Würenlingen im Gang. Die Rahmenbewilligung wird 1994 erwartet. Betriebsaufnahme ist für 1997 vorgesehen.

4.2.4.7 Entsorgung – Endlagerung

Die Beseitigung von konditionierten schwach- und mittelradioaktiven Abfällen durch Tiefseeversenkung im Rahmen der »Konvention für die Verhinderung der Meeresverschmutzung durch Abfallbeseitigung, London 1972« wird von der Schweiz seit 1982 aus politischen Gründen nicht mehr praktiziert, obwohl die Behörden diese Option offen zu halten wünschen.

NAGRA

Seit Mitte der 70er Jahre ist die NAGRA, »Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle«, mit Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für die dauernde und sichere Endlagerung aller Arten von radioaktiven Abfällen im Auftrag der Verursacher beschäftigt. Bisher hat die NAGRA

- durch mehrere Tiefbohrungen den granitenen Untergrund der NE-Schweiz auf seine Eignung zur Aufnahme konditionierter hochradioaktiver Abfälle untersucht und ist zu dem Schluß gekommen, daß für eine endgültige Entscheidung weitere standortspezifische Abklärungen, namentlich im Hinblick auf die Ausdehnung kompakter Granitkörper, erforderlich sind;
- durch geologische Abklärungen in verschiedenen Gesteinsformationen (Anhydrit, Mergel, Kristallin und Sedimente) deren Eignung zur Aufnahme von Endlagern für schwach- und mittelradioaktive Abfälle ermittelt; der bisherige Verlauf der Untersuchungen verspricht, daß man in den 90er Jahren zu einem Standortentscheid kommen kann;
- verschiedene Forschungsarbeiten zur Methodik für die Charakterisierung von Gesteinseigenschaften sowie zu Problemen des Stoff- und Wärmetransportes im Gestein in einem Felslaboratorium an der Nordseite des Grimsel-Passes durchgeführt.

Projekt Gewähr

1985 hat die NAGRA ihren Bericht »Projekt Gewähr 1985« abgeschlossen. Gemäß Gutachten und Stellungnahmen der nuklearen Sicherheitsbehörden des Bundes hat die NAGRA den Sicherheitsnachweis für die Endlagerung der schwach- und mittelradioaktiven Abfälle aus dem Betrieb bzw. der Stilllegung der Kernkraftwerke sowie aus den Bereichen außerhalb der Kernenergie erbracht. Für den Nachweis der sicheren Endlagerung hochradioaktiver Abfälle sind zusätzliche Abklärungen nötig, und zugleich wurde darauf hingewiesen, daß die hierfür erforderliche Zeit vorhanden sei. Die Notwendigkeit, über Endlagerstätten für hochradioaktiven Abfall verfügen zu können, wird für das Jahr 2020 vorgesehen.

Mögliche Wirtsgesteine genügender Ausdehnung für die Aufnahme von kurzlebigen schwach- und mittelaktiven Abfällen werden seit einigen Jahren in verschiedenen Gesteinsformationen untersucht: im Anhydrit des Bois de la Glaive (Kanton Waadt), im Valenginien-Mergel des Oberbauenstocks (Kanton Uri) und des Wellenbergs (Kanton Nidwalden) sowie im Kristallin des Piz Pian Gran (Kanton Graubünden). Nach jahrelangen Abklärungen hat die NAGRA der Schweizer Bundesregierung den Standort Wellenberg vorgeschlagen. Diese Empfehlung ist von den Bundesbehörden gebilligt worden. Die NAGRA plant, noch 1994 das Gesuch um eine Rahmenbewilligung für ein Endlager kurzlebiger schwach- und mittelaktiver Abfälle im Wellenberg (Gemeinde Wolfenschiessen, Kanton Nidwalden) einzureichen.

4.2.5 Vereinigte Staaten und Japan

Bearbeitet von Martin Czakainski

4.2.5.1 Vereinigte Staaten von Amerika[9]

Das weltweit größte Kernenergieprogramm:
Unter allen Ländern der Welt verfügen die Vereinigten Staaten über die mit Abstand größte Kernenergieleistung. Anfang 1995 erzeugten 109 Reaktoren mit 114,8 GWe Bruttoleistung insgesamt 8 881 650 GWh (kumuliert). Kernkraftwerke trugen damit rund 22 % zur Stromerzeugung in den Vereinigten Staaten bei. 1994 wurden 30 % der elektrischen Arbeit aus Kernenergie in der Welt in den USA produziert; rd. 29 % der weltweit installierten und in Betrieb befindlichen Kernenergie-Kapazitäten stehen in den USA. Zudem waren Anfang 1995 vier Blöcke mit insgesamt 5 124 MWe brutto im Bau. Aus Abbildung 4.5 wird ersichtlich, daß sich die weit überwiegende Mehrheit der 109 laufenden Anlagen in den östlichen Bundesstaaten befindet.

Kernenergieanteil in den USA

Die ursprünglichen Erwartungen über die Kernenergieleistung in den USA bis zur Jahrhundertwende sind mittlerweile stark reduziert worden. Anfang der 80er Jahre erwartete das Department of Energy (DOE) im Jahr 2000 noch eine Kernenergieleistung zwischen 255 und 395 GWe. Nach verschiedenen neueren Schätzungen erscheint es plausibel, daß in den USA Ende dieses Jahrzehnts die installierte Kernenergiekapazität 110 GWe nicht wesentlich überschreiten wird.

Mitte der 80er Jahre wurden in den USA zahlreiche Kernkraftwerksprojekte storniert, im wesentlichen aufgrund des rückläufigen Stromverbrauchszuwachses sowie aufgrund der Kostensteigerung im Kraftwerksbau, von denen Kernkraftwerke stärker als Kohlekraftwerke betroffen waren. Während in der Zeit von 1965 bis 1974 einem Aufkommen von 221 Kraftwerksneuaufträgen nur 14 Stornierungen gegenüberstanden, nahmen diese Mitte der 70er Jahre mit 83 Auftragsstornierungen bei nur 13 Neubestellungen sprunghaft zu. Allerdings waren in der gleichen Zeit auch rund 40 fossil gefeuerte Kraftwerke von den Stornierungen betroffen.

Gründe für KKW-Stornierungen

[9] *Quellen*: atw 3/95, Seite 186; Siemens: *Standpunkte*, September 1991, Seiten 8 und 9; FAZ vom 22. Februar 1992, Seite 16; NZZ vom 12. Februar 1992.

Anzahl und Leistung der Kernkraftwerke in den USA

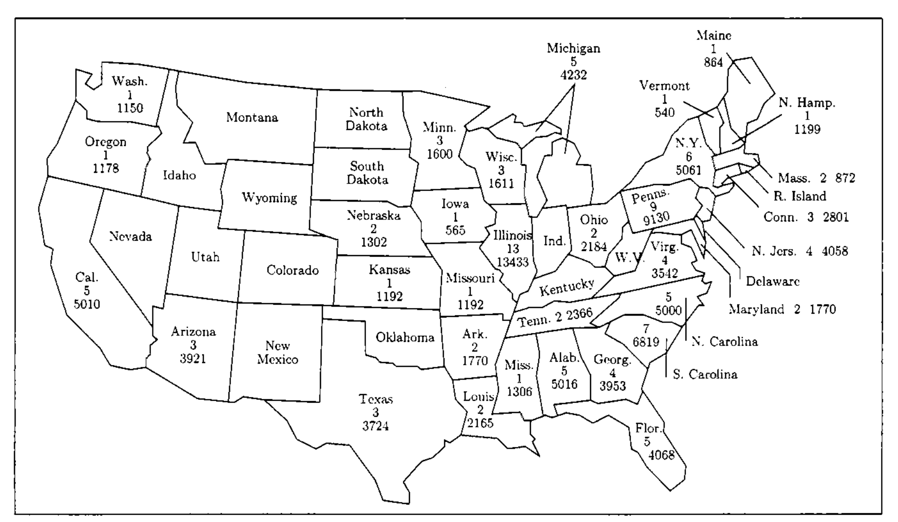


Abbildung 4.5: Verteilung der Kernkraftwerke in den USA. Angegeben sind die Zahl der Blöcke und darunter die installierte Leistung in MWe (Stand 1990).

Kumulierung der Finanzierungskosten

Der kräftige Einschnitt in die amerikanischen Kernenergie-Ausbaupläne hat vielfältige Ursachen. Zum einen ist es das Verfahren, nach dem in den USA die Strompreise genehmigt werden. Dabei werden Kraftwerkstypen mit hohen Anlagen- und niedrigen Betriebskosten (Wasserkraft- und Kernkraftwerke) gegenüber solchen mit niedrigen Anlagen- und hohen Betriebskosten (fossil gefeuerte Kraftwerke) benachteiligt. Betriebskosten können in den USA direkt zur Bemessung der Stromtarife berücksichtigt werden, demgegenüber müssen Finanzierungskosten bis zum Bauabschluß eines Kraftwerkes kumuliert werden. Daher ist es auch verständlich, daß in den USA selbst Kernkraftwerksprojekte im fortgeschrittenen Bauzustand storniert wurden, da Stornieren als Bauabschluß gilt, wodurch die bis dahin aufgelaufenen Kosten dann sofort in die Bemessung der Stromtarife einfließen können.

Weiterhin haben lange Bauzeiten, hohe Zinsen, schleppende Genehmigungsverfahren und insgesamt stark gestiegene Anlagenkosten in den USA die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie gegenüber der billigen amerikanischen Kohle in einigen Bundesstaaten verschlechtert. In Abhängigkeit von den aktuellen Kohlepreisen bestehen in jeweils rund 10 Bundesstaaten sowohl Kostenvorteile für die Kohle als auch für die Kernenergie. In den restlichen Bundesstaaten besteht weitgehend Kostengleichheit.

Wandel in der Ära Reagan:

Reagan-Aera

Der Anfang 1991 vollzogene Wechsel in der Präsidentenschaft hat das psychologische und politische Klima wieder zugunsten der Kernenergie verbessert. In seinem »Presidential Statement of Nuclear Energy« vom August 1981 setzte R. Reagan fünf neue Ziele für die amerikanische Nuklearpolitik:

- Wiederbelebung der industriellen Anstrengung, die Kernenergie unter der Beachtung der Gesundheit- und Sicherheitserfordernisse zu entwickeln;
- Außerkraftsetzung von Vorschriften, die, ohne zur Verbesserung der Sicherheit beizutragen, den Bau von Leichtwasserreaktoren unnötig behindern oder verzögern;
- Demonstration sicherer Maßnahmen zur Beseitigung des hoch radioaktiven Abfalls;
- Aufhebung des Verbots der kommerziellen Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente;
- Entwicklung und Demonstration der Brutreaktortechnologie.

In der Zeit von 1980 bis 1991 stieg die Zahl der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke in den USA von 74 auf 111 Blöcke; das Aufkommen an Kernenergiestrom wuchs im gleichen Zeitraum um rund 42 %.

Nationale Energiestrategie

Unter der Präsidentschaft von G. Bush wurde dieses Konzept in seinen wesentlichen Grundzügen fortgeschrieben. Am 21. Februar 1991 legte man dem amerikanischen Kongreß die »Nationale Energiestrategie« vor, die zum Ziel hat, ein Gleichgewicht zwischen den energiepolitischen Eckpunkten »Energiebedarf zu vernünftigen Preisen, sauberer und sicherer Umwelt, kräftigem Wirtschaftswachstum und Reduzierung der Abhängigkeit von unzuverlässigen Energielieferanten« herzustellen. Die Schwerpunkte dieser Strategie zielen darauf, die hohe Importabhängigkeit der USA von importiertem Öl zu reduzieren. Für die Kernenergie wurde in der »Nationalen Energiestrategie« das Ziel formuliert, die Stromerzeugung aus Kernenergie bis zum Jahr 2010 um 10 % zu steigern. Dazu soll die Lizenzvergabe für den Bau von Kernkraftwerken gestrafft und die Einspruchsmöglichkeiten zukünftig reduziert werden. Den amerikanischen EVU (utilities) wurden Deregulierungsschritte in Aussicht gestellt, u.a. soll ihnen die Angebotskonkurrenz über mehrere Bundesstaaten hinaus gestattet werden. Die *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) ist bestrebt, die Lebensdauer von Kernkraftwerken bei Gewährleistung eines sicheren Betriebes über die bislang gesetzlich maximal möglichen 40 Jahre hinaus zu verlängern.

Kernenergieakzeptanz in den USA:
Parallel mit der verstärkten Aufmerksamkeit von Öffentlichkeit und Politik hinsichtlich der befürchteten Klimaverschiebungen läßt sich seit Ende der 80er Jahre in den USA wieder eine verstärkte Hinwendung zur Kernenergie verzeichnen, in den Medien häufig als »Renaissance der Kernenergie« bezeichnet. In einer 1991 abgeschlossenen Studie hat O. Renn (Clark University/Worcester) die Einstellung der Amerikaner zur Kernenergie in den letzten Jahren erforscht[10]. Danach war bis zum Unfall von Harrisburg (1979) die Grundeinstellung der US-Bürger positiv, denn 60 % sprachen sich für, knapp 20 % gegen Kernenergie aus. Ab 1981 kippte die Stimmung und erreichte nach dem Unfall in Tschernobyl (1986) den Tiefstand. Die sich verstärktende Klimadiskussion sowie die Dürre in den USA im Jahre 1988

[10] siehe Seite ??.

Kernenergie-Akzeptanz in den USA

werden als wesentliche Ursachen gewertet, daß die Akzeptanz der Kernenergie wieder deutlich zugenommen hat. Die Studie kommt zu dem Schluß, daß 1991 sich wieder mehr als 50 % der US-Bürger dafür aussprechen, neue Kernkraftwerke zu bauen. Bemerkenswert ist die relativ hohe Akzeptanz bei den ökologischen Gruppierungen in den USA. Eine Repräsentativumfrage des Cambridge Reports Inc. unter 1250 erwachsenen US-Bürgern im Februar 1992 ergab, daß 56 % der amerikanischen »Grünen« der Ansicht sind, daß der stärkere Einsatz von Kernenergie zur Stromerzeugung die Gefahren des Treibhauseffektes senkt.

4.2.5.2 Japan[11]

Kernenergieausbau gegen Importabhängigkeit:

Japan

Unter den westlichen Industrieländern ist Japan nach den USA und Frankreich der Staat mit dem größten Kernenergieprogramm. Als Industrienation mit der stärksten Einfuhrabhängigkeit im Energiebereich – Japan muß 84 % seiner Primärenergie und davon 99,8 % des Mineralöls importieren – räumt man der Kernenergie einen hohen Stellenwert ein. Anfang 1995 waren in Japan 49 Reaktoren mit 40 531 MWe in Betrieb. 1994 deckten die japanischen Kernkraftwerke rd. 30 % der nachgefragten Elektrizität ab.

Nach den Planungen der Energie-Agentur des *Ministeriums für Internationalen Handel und Industrie* (MITI) sollen laufenden Anlagen bis zum Jahr 2010 weitere 40 Kernkraftwerke gebaut werden, was einer Kapazität von 72 500 MWe entspräche. Der Kernenergieanteil an der Stromversorgung soll bis dahin auf 42 % steigen und insbesondere Öl substituieren, das 1991 noch 27 % Anteil an der Stromerzeugung hatte. Die MITI-Projektionen gehen dabei von einem Energiebedarf im Jahr 2010 von 657 Mio. OE (1990: 526 Mio. OE) aus.

Brennstoffkreislauf

Aufgrund der begrenzten eigenen Uranvorräte strebt Japan eine effiziente Nutzung der importierten Uranbrennstoffe an und entwickelt daher nach eigenem Konzept den Schnellen Brutreaktor. Nach den ursprünglichen Planungen sollte bis zur Jahrtausendwende der geschlossene Kreislauf mit Anreicherung, Wiederaufarbeitung und Endlagerung fertiggestellt sein. Ein entsprechender Komplex wird im Norden des Landes am Standort Rokkasho errichtet. Die Anlage zur Urananreicherung wurde Ende März 1992 in Betrieb genommen. Die Wiederaufarbeitungsanlage mit einer Jahreskapazität von 800 t soll bis 1999 fertiggestellt werden (s. auch Kapitel 5.6).

Mitte Mai 1991 wurde in Japan der erste kommerzielle Reaktor des Typs »Schneller Brüter« in Probebetrieb genommen. Ende Juni 1994 hatte Japans regierungsamtliche Atomenergie-Kommission entschieden, vom nationalen Schnellbrüterprogramm vorerst Abschied zu nehmen. Damit reagierte man auf internationale Kritik, wonach befürchtet wurde, daß Japan überschüssiges Plutonium zur Herstellung von Kernwaffen verwenden könnte.

[11] *Quellen:* atw 3/95, S. 186; FAZ vom 5.11.91; Handelsblatt vom 7.11.91, S. 19; Handelsblatt vom 5.11.91, S. 24; vwd vom 30.3.92, S. 9; vwd vom 24.6.94, S. 3.

Eine politische Entscheidung über die geplante zweite Wiederaufarbeitungsanlage wurde auf das Jahr 2010 verschoben. Die Errichtung eines »Modell«-Brutreaktors mit einer Kapazität von 660 MWe ist ebenfalls auf Anfang des nächsten Jahrzehnts verschoben worden.

Kernenergieakzeptanz in Japan:
Der zügige Ausbau der Kernenergie in Japan in den vergangenen Jahrzehnten war möglich, da von seiten des Staates und der Betreiber dem vor dem historischen Hintergrund besonders entwickelten nuklearen Sicherheitsbegehren der japanischen Bevölkerung große Aufmerksamkeit gewidmet wurde. Behutsamkeit und Pragmatismus bei der Werbung um Akzeptanz der Kernenergie durch die Bevölkerung haben dazu geführt, daß die Nukleardebatte in Japan kaum ideologisch verläuft, sondern sich auf konkrete Fragen der Sicherheit kerntechnischer Anlagen konzentriert, deren Klärung im Rahmen von Bürgerdialogen gesucht wird. Auch nach den Ereignissen von Tschernobyl ist in Japan eine erstaunlich positive Einstellung zur Kernenergie zu verzeichnen. Nach einer im Jahre 1991 durchgeführten Umfrage im Auftrag der japanischen Regierung halten 65 % der Bevölkerung den Ausbau der Kernenergie für unerläßlich. Allerdings zeigt sich der gleiche Anteil der Bevölkerung aufgrund der Erdbebengefährdung des Landes besorgt um die Sicherheit der Anlagen. Die japanischen Betreiber unternehmen große Anstrengungen, um mit öffentlicher Darlegung der Planungen Vertrauen zu schaffen und die Öffentlichkeit zu überzeugen, daß bei allen kerntechnischen Investitionen die Sicherheit Vorrang hat.

zügiger Ausbau der Kernenergie

Die oben beschriebenen Projektionen des MITI werden von einigen Energieexperten skeptisch beurteilt, zum einen aufgrund der angenommenen hohen Wachstumsraten des Energieverbrauchs, zum anderen wird angesichts der relativ aktiven Anti-Kernkraft-Bewegung die Durchsetzbarkeit des Programms angezweifelt.

4.2.6 Schwellen- und Entwicklungsländer[12]

Bearbeitet von Martin Czakainski

Der Anteil der Entwicklungsländer an der derzeit in Betrieb befindlichen weltweiten Kernenergiekapazitäten ist mit rd. 6 % relativ gering, bei der weltweiten Nuklearstromerzeugung lag er 1994 bei knapp 7 %. Insgesamt sind derzeit in 9 Schwellen- und Entwicklungsländern 36 Reaktoren mit über 23 000 MWe in Betrieb. Der weit überwiegende Anteil dieser Anlagen konzentriert sich auf 5 Länder: Südkorea, Taiwan und Indien, wo insgesamt 25 Anlagen laufen, China mit 3 Anlagen sowie Südafrika, Mexiko und Argentinien, die jeweils 2 Kernkraftwerke betreiben. In Brasilien, China, Mexiko und Pakistan ist jeweils ein Kernkraftwerk in Betrieb.

Relativ hoch ist mit rund 25 % der Anteil der Schwellen- und Entwicklungsländer an den weltweit in Bau befindlichen Kernkraftwerken. Jedoch auch wenn diese Anlagen fertiggestellt sind und ans Netz gehen, wird

[12] *Quelle*: atw 3/95, Seite 186 ff.

die Nuklearstromproduktion in den südlichen Ländern für die nächsten Jahre auf etwa ein Dutzend Staaten beschränkt bleiben, denn für diese Ländegruppe haben die limitierenden Kriterien für die kommerzielle Nutzung der Kernenergie besonders starkes Gewicht: Bei der dominierenden Leichtwasserreaktor- Technologie hat sich die Rentabilitätsgrenze für einen wirtschaftlichen Betrieb von ehemals 600 MWe auf 1 200 MWe verschoben. Sie wird durch verschärfte Sicherheitsbestimmungen weiter nach oben gedrückt, da ein bestimmtes Sicherheitslimit für alle Kernkraftwerke gilt und auch bei kleineren Blockgrößen nicht beliebig »abmagerbar« ist. Hinzu kommt, daß durch den hohen Verschuldungsgrad einzelner Entwicklungsländer, in denen Kernkraftwerke im Bau sind, die Projekte aus Liquiditätsgründen zeitlich gestreckt werden müssen, was die Errichtungskosten erhöht.

Um die Sicherheit der Stromversorgung eines Landes zu gewährleisten, ist es sinnvoll, nur einen Teil der Stromerzeugung mit einem einzigen Kraftwerk durchzuführen, da bei Ausfall dieses Zentralkraftwerks die Gefahr des Netzzusammenbruchs besteht. Nach Empfehlungen der IAEA soll ein Kraftwerk nicht mehr als 10 % der Netzkapazität auf sich vereinigen. Selbst wenn man eine niedrig angelegte Rentabilitätsgrenze für Kernkraftwerke von 600 MWe annimmt, gilt für die Entwicklungsländer aufgrund derzeit fehlender wirtschaftlich einsetzbarer kleinerer Blockeinheiten die Voraussetzung, das ein Netz mit einer Stromverteilungskapazität von mindestens 6 000 MWe verfügbar sein muß.

4.3 Stromerzeugungskosten und Wettbewerbsfähigkeit der Kernenergie

Bearbeitet von Klaus Kasper und Helmut Poll

4.3.1 Allgemeine Überlegungen

Kernkraftwerke weltweit

Die vorstehenden Abschnitte über die Rolle der Kernenergie in der Welt zeigen, daß die nukleare Technik inzwischen aus der Stromerzeugung nicht mehr wegzudenken ist. Mit Stand September 1994 waren weltweit 422 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 357 923 MWe in Betrieb und weitere 61 Anlagen mit einer Leistung von 56 016 MWe im Bau (siehe Tabelle 4.11). Der Anteil der Kernenergie an der weltweiten Stromerzeugung beträgt etwa 17 %, wobei der Spitzenwert mit rund 73 % von Frankreich markiert wird.

Sicherheit deutscher Kernkraftwerke

Es wäre fatal, wenn Deutschland sich vor diesem Hintergrund aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie zurückziehen und damit ausgerechnet die Kernkraftwerke stillgelegt würden, die anerkanntermaßen zu den sichersten der Welt gehören. Abgesehen von möglichen wirtschaftlichen Nachteilen wäre auch der vermeintliche Sicherheitsgewinn gleich Null, wenn alle anderen Länder ihre Kernkraftwerke weiter betreiben. Im Gegenteil würde Deutschland bei einer solchen Entscheidung sowohl die Kompetenz als auch die Berechtigung verlieren, in den weltweiten Kernenergie-Institutionen mitzuarbeiten und die Entwicklung der Reaktortechnik und vor allem der Sicherheitstechnik voran zu treiben.

Tabelle 4.11: Die Kernkraftwerke der Welt, Stand: September 1994

	in Betrieb		im Bau		Summe	
Land	Anzahl	Brutto-leistung (MWe)	Anzahl	Brutto-leistung (MWe)	Anzahl	Brutto-leistung (MWe)
Argentinien	2	1 015	1	745	3	1 760
Belgien	7	5 807	–	–	7	5 807
Brasilien	1	657	2	2 618	3	3 275
Bulgarien	6	3 760	2	2 000	8	5 760
China	3	2 200	–	–	3	2 200
Deutschland	21	23 920	–	–	21	23 920
Finnland	4	2 400	–	–	4	2 400
Frankreich	56	61 044	4	6 064	60	67 108
Großbritannien[a]	28(34)	13 820	1	1 200	29(35)	15 020
Indien	9	2 035	5	1 175	14	3 210
Iran	–	–	2	2 600	2	2 600
Japan	47	38 541	7	6 987	54	45 528
Kanada	22	16 713	–	–	22	16 713
Kasachstan	1	150	–	–	1	150
Korea (Süd)	9	7 616	5	4 600	14	12 216
Kuba	–	–	2	880	2	880
Litauen	2	3 000	–	–	2	3 000
Mexiko	1	675	1	675	2	1 350
Niederlande	2	538	–	–	2	538
Pakistan	1	137	–	–	1	137
Rumänien	–	–	5	3 500	5	3 500
Rußland	29	21 242	6	5 600	35	26 842
Schweden	12	10 386	–	–	12	10 386
Schweiz	5	3 141	–	–	5	3 141
Slowakische Republ.	4	1 760	4	1 760	8	3 520
Slowenien	1	664	–	–	1	664
Spanien	9	7 400	–	–	9	7 400
Südafrika	2	1 930	–	–	2	1 930
Taiwan	6	5 144	–	–	6	5 144
Tschechische Republ.	4	1 782	2	1 962	6	3 744
Ukraine	15	13 818	6	6 000	21	19 818
Ungarn	4	1 840	–	–	4	1 840
USA	109	104 788	6	7 650	115	112 438
Summen[a]	422(428)	357 923	61	56 016	483(489)	413 939

[a] Anzahl der Kernkraftwerksblöcke (Leistungsreaktoren).
Quelle: atomwirtschaft, November 1994.

Kernkraftwerke der Welt

Die Stromerzeugung aus Kernenergie verdient uneingeschränktes Vertrauen, wenn sie unter dem absoluten Vorrang westlicher Sicherheitskriterien betrieben wird. Bei Reaktoren osteuropäischer Prägung ist dies immer noch nicht der Fall. Deshalb ist es für die Akzeptanz der Kernenergie unverzichtbar, daß diese mit großen Sicherheitsmängeln behafteten Reaktoren so schnell wie möglich auf ein nach westlichen Maßstäben tolerierbares Sicherheitsniveau nachgerüstet bzw. andernfalls stillgelegt werden. Die Problematik entsprechenden Ersatzes zur Bedarfsdeckung soll dabei keineswegs verkannt werden.

westliche Sicherheitskriterien

Die Unternehmen, die sich in Deutschland mit der Stromerzeugung aus Kernenergie befassen, haben ihr Vertrauen auf folgende Formel gebracht:

- Kernenergie ist verantwortbar,
- Kernenergie ist umweltverträglich,
- Kernenergie ist wirtschaftlich,
- Kernenergie sorgt für Strompreisstabilität,
- Kernenergie ist ressourcenschonend,
- Kernenergie ist versorgungssicher.

Weniger eindeutig ist die Haltung von Bevölkerung, gesellschaftlichen Gruppen und Politik zur Kernenergie. Zwar hat die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept Ende 1991 der Kernenergie eine feste Rolle in einem ausgewogenen Mix aller Energieträger zugewiesen, aber darüber gibt es in der politischen Diskussion keinen Länder- und parteiübergreifenden sowie über Legislaturperioden hinweg gültigen Konsens, so wie er zu Beginn der Kernenergienutzung bestanden hatte. Auch die Energiekonsensgespräche, die Ende 1992 von den Vorstandsvorsitzenden der RWE AG, F. Gieske und der VEBA AG, K. Piltz sowie dem niedersächsischen Ministerpräsidenten G. Schröder initiiert wurden, haben bisher zu keinem greifbaren Erfolg geführt.

Energiekonzept der Bundesregierung

Energiekonsensgespräche

Einen solchen – zumindest stillschweigenden – Konsens brauchen aber die Energieversorgungsunternehmen, um den Bau außerordentlich kapitalintensiver und sich erst über lange Zeiträume amortisierender Kernkraftwerke wirtschaftlich verantworten zu können. Denn – soviel sei zur Kostenfrage an dieser Stelle bereits vorweggenommen – die Stromerzeugungskosten eines Kernkraftwerkes bestehen zu mehr als drei Vierteln aus festen, betriebsunabhängigen Kosten, die natürlich verloren sind, wenn das Kraftwerk nach seiner Fertigstellung aus politischen oder juristischen Gründen nicht genutzt werden kann.

Notwendigkeit eines Konsenses

Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken

In jüngerer Zeit mehren sich allerdings die Anzeichen dafür, daß auch Kernenergiegegner vor dem Hintergrund der CO_2-Diskussion beginnen, ihre Haltung zur Kernenergie zu überdenken. Prominentes Beispiel dafür ist der »Club of Rome«, eine internationale und unabhängige Vereinigung von 100 Wissenschaftlern verschiedener Disziplinen. Nachdem er sich lange Zeit überwiegend ablehnend zur Kernenergie geäußert hat, stellt der Club of Rome in seinem Ende 1991 vorgelegten Bericht fest:

CO_2-Diskussion

> »Viele von uns betrachten die Verbreitung von Atomkraftwerken seit langem mit Skepsis. Zu offensichtlich sind die Gefahren, die von Atomkraftwerken und der Lagerung des Atommülls ausgehen. Heute jedoch räumen wir widerwillig ein, daß die Verbrennung von Kohle und Öl aufgrund des dabei entstehenden Kohlendioxids für die Gesellschaft wahrscheinlich noch gefährlicher ist als die Atomkraft.«

Aussage des Club of Rome

Gestützt wird der Eindruck einer allgemeinen Neubewertung der Kernenergie auch von Äußerungen anderer bedeutender wissenschaftlicher Vereinigungen, von politischen Entwicklungen wie z.B. in Schweden, wo die Revidierung des schon gefaßten Ausstiegsbeschlusses diskutiert wird, und von neueren Meinungsumfragen in der Bevölkerung.

Langsam setzt sich die Erkenntnis durch, daß die Kernenergie zwar die CO_2-Probleme nicht alleine lösen kann, aber doch einen unverzichtbaren Beitrag dazu leisten muß. Denn allein die zur Stromerzeugung in Westdeutschland eingesetzten Kernkraftwerke ersparen jährlich CO_2-Emissionen von etwa 150 Mio. t gegenüber der gleichen Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Das sind rund 70 % der CO_2-Emissionen, die bei der öffentlichen Stromversorgung in Westdeutschland anfallen. Weltweit liegt die Vermeidung von CO_2-Emissionen durch Kernenergie bei 1,2 Mrd. t pro Jahr, das sind rund 20 % der bei der weltweiten Stromerzeugung zu verzeichnenden CO_2-Emissionen.

Einsparung von CO_2-Emissionen

weltweite CO_2-Vermeidung durch Kernenergie

Dieses Kapitel 4.3 soll die Kernenergie als Energieträger für die Stromerzeugung vorwiegend unter Kostenaspekten in den Rahmen ihrer Wettbewerber einordnen.

Ist allgemein bei Investitionsvorhaben in der Wirtschaft zwischen mehreren Anlagenkonzepten zu entscheiden, so geben bei rein betriebswirtschaftlicher Betrachtungsweise die Kosten, zu denen die zu errichtende Anlage ihre Güter erwartungsgemäß erzeugen kann, den Ausschlag. Schon aus diesem Grund müssen die voraussichtlichen Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken mit den entsprechenden Kosten solcher Kraftwerke verglichen werden, die an deren Stelle eingesetzt werden könnten.

betriebswirtschaftliche Betrachtungsweise

Technisch kommen für die Stromerzeugung praktisch alle Primärenergieträger in Frage, in Deutschland neben der Kernenergie vor allem Braun- und Steinkohle, Erdgas und Erdöl sowie die regenerativen Energieträger (Wasser, Wind, Sonne, Müll, Deponie- und Klärgas, Biomasse usw.). Tatsächlich ist die Wahl von Alternativen jedoch durch eine ganze Reihe von Randbedingungen eingeschränkt.

Die einzigen CO_2-freien Energieträger außer der Kernenergie sind die regenerativen Energieträger Wasser, Wind und Sonne, die zusammen 1992 etwa 3,5 % zur Stromerzeugung in Deutschland beigetragen haben, 98 % davon entfielen auf Wasser. Es besteht allgemein Einigkeit darüber, daß sich dieser Anteil wegen der natürlichen Gegebenheiten und klimatischen Verhältnisse in Mitteleuropa auf absehbare Zeit nicht entscheidend erhöhen

Anteil CO_2-freier Energieträger

regenerative Energieträger

wird. Prognosen gehen von einem Anteil von weit unter 10 % um die Jahrtausendwende aus.

Das Potential der Wasserkraft ist in Deutschland bereits weitgehend genutzt und kann kaum noch ausgebaut werden. Der Beitrag von Sonne und Wind wird ebenfalls gering bleiben und zudem regional begrenzt sein auf sonnen- bzw. windreiche Standorte. Außerdem ist zu beachten, daß Sonne und Wind – und zum Teil auch Wasser – wegen ihres nicht beeinflußbaren, zeitlich schwankenden Beitrags zur Stromerzeugung keine konventionelle Kraftwerksleistung ersetzen, sondern nur ergänzend zur Stromerzeugung beitragen können. Und schließlich ist – erstaunlicherweise – festzustellen, daß unter Umweltschutzgesichtspunkten auch die Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern zunehmend kritischer gesehen wird, so wegen der notwendigen Eingriffe in natürliche Flußläufe, wegen der Beeinträchtigungen von Landschaftsbildern, wegen Geräuschbelästigungen insbesondere bei der Windenergie usw.

Umweltschutz und regenerative Energieträger

Ebenfalls zu den regenerativen Energieträgern – allerdings nicht CO_2-frei – gehören Müll und Gase, deren Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland 1992 aber nur 0,55 % betrug und wegen begrenzter Verfügbarkeit auch nicht auf nennenswerte Beiträge erhöht werden kann.

Herkömmliche Wärmekraftwerke, die Steinkohle, Braunkohle, Erdöl oder Erdgas verfeuern, sind somit aus quantitativen Gründen und aufgrund ihrer Verfügbarkeit allein als Alternativen zu Kernkraftwerken in Betracht zu ziehen. Davon scheiden zumeist auch Erdöl und Erdgas aus, da die zeitlichen Reichweiten deutlich geringer als bei Kohle sind und die spezifischen Vorteile diese beiden Energieträger für andere Anwendungen als für die Stromerzeugung prädestinieren. In jüngerer Zeit ist allerdings festzustellen, daß das Erdgas sich in der Stromerzeugung auf dem Vormarsch befindet, insbesondere bei kleineren Blockheizkraftwerken und in Fällen, bei denen es darauf ankommt, möglichst wenig Kapital zu binden und kurze Amortisationszeiten zu erreichen. Beispiele dafür sind die industrielle Eigenerzeugung und die öffentliche Stromversorgung in Großbritannien, wo das Ziel der Realisierung von mehr Wettbewerbselementen seit einigen Jahren zu einem Umbruch geführt hat.

Blockheizkraftwerke

Wegen der mehr und mehr bewußt gewordenen Probleme der Versorgung mit Erdgas und Erdöl und der gewachsenen Absatzschwierigkeiten für die heimische Steinkohle wurde der Bau von Erdgas- und Erdölkraftwerken in Deutschland aufgrund des dritten Verstromungsgesetzes genehmigungsbedürftig; ausdrücklich wurde festgelegt, daß Erdgas anderen Verbrauchsbereichen vorbehalten werden soll. Im Zuge der Liberalisierung der europäischen Strommärkte und der zur Zeit diskutierten Neuregelungen für die Verstromung heimischer Steinkohle ab 1996 fordern die deutschen Energieversorgungsunternehmen (EVU) indessen einen Fortfall u.a. dieser Beschränkungen.

drittes Verstromungsgesetz

Kostenvergleiche

Abdeckung von Spitzenlast

Damit sollten Erdgas- und Erdölkraftwerke im Rahmen von Kosten- und Wirtschaftlichkeitsvergleichen nicht von vornherein außer acht gelassen werden, zumal sie schon heute als Anlagen zur Abdeckung der Spitzenlast und

bei Einsatz im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung durchaus eine wichtige Funktion haben.

Letztlich bleiben aber Braun- und Steinkohle neben der Kernenergie die einzigen Energieträger, die langfristig in großer Menge zur Verfügung stehen und daher die Hauptlast bei der Verstromung tragen müssen.

Anteil der Braunkohle

Nach der Vereinigung der beiden deutschen Staaten ist die Braunkohle mit einem Anteil von 32 % in 1993 zusammen mit der Kernenergie mit einem Anteil von 31 % zum wichtigsten Primärenergieträger für die Stromerzeugung in Deutschland geworden; sie steht jedoch zur Zeit vor einer grundlegenden Neubewertung.

Braunkohle in Ostdeutschland

In der ehemaligen DDR beruhte die Stromerzeugung aus Autarkie- und Devisengründen zu rund 85 % auf Braunkohle; heute ist der absolute Braunkohleeinsatz zur Stromerzeugung in den neuen Bundesländern wegen des zurückgegangenen Strombedarfs zwar gesunken, der relative Anteil der Braunkohle ist aber sogar noch höher geworden, weil die früher zur Stromerzeugung beitragenden Kernkraftwerke russischer Bauart inzwischen wegen ihrer gravierenden Sicherheitsmängel stillgelegt wurden.

Altlastensanierung

Energiesteuern CO_2-Abgaben Abfallabgaben

Die Zukunft der Braunkohle in Ostdeutschland hängt ab von der Entwicklung des Strombedarfs, vom Anteil kommunaler Eigenerzeugung, von der Frage der Altlastensanierung, für die infolge unterlassener Rekultivierung in der ehemaligen DDR wohl zweistellige Milliardenbeträge aufzuwenden sind, von der Frage, ob der dringend notwendige drastische Personalabbau gelingt, von möglichen neuen Belastungen für die Braunkohle wie Energiesteuern und CO_2- und Abfallabgaben und anderem mehr. Nach heutigen Abschätzungen wird sich der Anteil der Braunkohle an der Stromerzeugung in den neuen Bundesländern in der Größenordnung von 60 bis 70 % einpendeln, was einschließlich der übrigen Anwendungen einer Förderung von etwa 70 bis 80 Mio. t entsprechen würde.

Rekultivierung ausgekohlter Tagebaue

In den alten Bundesländern hat die Braunkohle mit knapp 20 % Anteil seit vielen Jahren einen festen Platz in der Stromversorgung erreicht. Die im wesentlichen im rheinischen Revier geförderte Braunkohle ist wirtschaftlich, und zwar einschließlich der Aufwendungen für die Rekultivierung der ausgekohlten Tagebaue. So ist in den alten Bundesländern auch zukünftig mit einer Jahresförderung in der Größenordnung von 100 Mio. t zu rechnen, es sei denn, die zu zuvor bereits genannten zusätzlichen Steuern und Abgaben würden so ausgestaltet, daß sie die Braunkohle stärker treffen als andere Energieträger und sie damit im Vergleich zu diesen unwirtschaftlich machen.

Verstromung der Steinkohle

Auch die Bedingungen für den Einsatz der Steinkohle zur Verstromung werden sich ab 1996 grundlegend ändern. Durch die Verabschiedung des sog. Artikelgesetzes im Jahr 1994 ist sichergestellt, daß die Subventionen für die im Vergleich zur Import-Steinkohle zur Zeit mehr als dreimal so teure deutsche Steinkohle ab 1996 nicht mehr – wie bisher – an die EVU, sondern direkt an die Bergbauunternehmen gezahlt werden. Mit Subventionsbeträgen von 7,5 Mrd. DM in 1996 und 7 Mrd. DM/a von 1997 bis 2000 soll der Bergbau in die Lage versetzt werden, 37,5 Mio. t SKE in 1996 und

35 Mio. t SKE/a ab 1997 zu wettbewerbsfähigen Konditionen im Vergleich zur Importkohlepreisen an die deutschen EVU abzusetzen. Bisher mußten die EVU einen Teil der Mehrkosten heimischer Steinkohle zu ihren Lasten nehmen und in den Strompreisen weitergeben. Die vorgenannten Mengen muß der Bergbau zu Konditionen vergleichbar mit Importkohlepreisen verkaufen, und die bisherige Pflichtabnahme für die deutschen EVU von zur Zeit noch 40,9 Mio. t SKE/a entfällt ab 1. Januar 1996.

Mehrkosten heimischer Steinkohle

Nachdem das Bundesverfassungsgericht in seinem am 8. Dezember 1994 veröffentlichten Beschluß vom 11. Oktober 1994 die Erhebung des sog. Kohlepfennigs von den Stromkunden zur Finanzierung der Subventionen für die heimische Steinkohle für verfassungswidrig erklärt hat, erfolgt die Finanzierung der Subventionen für den Zeitraum von 1996 bis 2000 nunmehr aus allgemeinen Haushaltsmitteln ohne die Erhebung einer gesonderten Steuer, wie z.B. Energie-, CO_2- oder Stromsteuer oder die Erhöhung einer bestehenden Steuer. Über die Höhe und die Aufbringung der Mittel für den Zeitraum ab dem Jahr 2000 hat die Bundesregierung bisher noch nicht entschieden. Gemessen an den Forderungen der EU müssen die Subventionen jedoch spätestens ab dem Jahr 2000 degressiv gestaltet werden.

Kohlepfennig

Steinkohlenkraftwerk Rostock

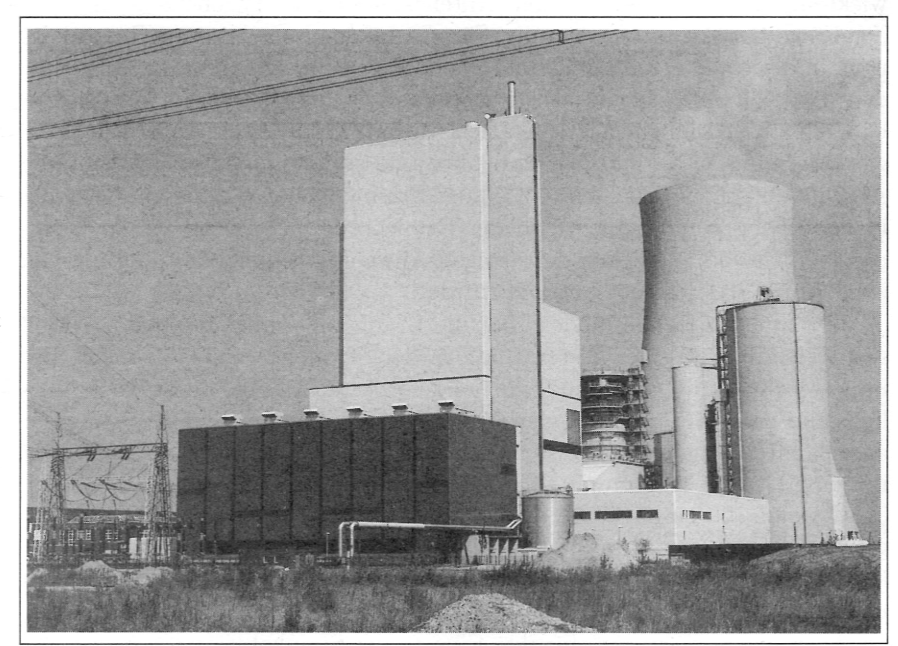


Abbildung 4.6: Das am 27. April 1994 in Betrieb genommene und mit einer Leistung von 553 MW ausgestattete Steinkohlenkraftwerk in Rostock.
Photo: C. Salander.

In der ehemaligen DDR war die Rolle der Steinkohle mit einem Anteil von 0,2 % an der Stromerzeugung vernachlässigbar. Nach der Vereinigung der

beiden deutschen Staaten wird jedoch auch in Ostdeutschland im Interesse eines *gesunden Energiemix* Steinkohle eingesetzt werden. Ein erster Kraftwerksblock mit einer elektrischen Leistung von 553 MW ist in Rostock Ende 1994 in Betrieb genommen worden(s. Abbildung 4.6).

Steinkohlenkraftwerk in Rostock

Wie die vorstehenden Überlegungen gezeigt haben, ist eine strenge Übertragung wettbewerbspolitischer Modellvorstellungen auf die Elektrizitätswirtschaft aus einer ganzen Reihe von Gründen nicht möglich. Ressourcen- und Verfügbarkeitsüberlegungen spielen dabei eine Rolle, aber die Elektrizitätswirtschaft gehört auch zu den Wirtschaftszweigen, die in besonderem Maße von energie-, umwelt-, wettbewerbs- und arbeitsmarktpolitischen Vorstellungen und anderen Einflußgrößen betroffen sind. Zudem muß die Stromversorgung wegen ihrer grundlegenden Bedeutung für eine prosperierende Industrienation nicht nur kostengünstig, sondern auch stets ausreichend und sicher sein. Eine bewußte Kostenminimierung zu Lasten eines der Postulate ist demnach von vornherein ausgeschlossen.

Durch die zum Teil politisch bedingten Vorgaben ist das Kriterium der Minimierung der Stromerzeugungskosten vielfach in den Hintergrund gedrängt oder sogar als vernachlässigbar abgetan worden. Dabei wird die Bedeutung der Stromerzeugungskosten für die Erhaltung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit Deutschlands, insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie auf dem Weltmarkt, zumal auf dem Markt der Europäischen Union, oft verkannt. Die beste Voraussetzung, um in der Diskussion der verschiedenen Interessenlagen bestehen zu können, ist es, durch intensive Kostenkontrollen und an scharfen Wirtschaftlichkeitsmaßstäben orientierte Entscheidungen die Position für die ausstehenden Diskussionen zu verbessern.

Strom-erzeugungskosten

4.3.2 Berechnung der Stromerzeugungskosten

Wie bereits im Kapitel 4.3.1 betont wurde, ist die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Kraftwerksprojekte für Energieversorgungsunternehmen ein wesentliches Entscheidungskriterium für Ersatz und Ausbau ihrer Erzeugungskapazitäten. Die wesentlichen Elemente, die die Stromerzeugungskosten sowohl von Kernkraftwerken als auch von Wärmekraftwerken auf der Basis fossiler Brennstoffe bestimmen, lassen sich in der einfachen Formel 4.1 zusammenfassen. Der Zeitindex t steht hier für einen frei wählbaren Zeitabschnitt, soll aber im folgenden als Jahresindex verstanden werden.

Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Kraftwerksprojekte

Stromerzeugungskostenberechnungen

$$k_t = (A + K_{f,t}) \cdot 100/h_t + k_{v,t} + s_{v,t}. \quad (4.1)$$

Darin sind:

k_t $\hat{=}$ Stromerzeugungskosten im Jahr t (Pf/kWh$_n$).

A $\hat{=}$ jährlicher Kapitaldienst (DM/kW$_n \times$ a).
Der Kapitaldienst ergibt sich aus der Summe der Investitionskosten und der Summe der Demontagekosten, in der Kalkulation annuitätisch verteilt auf die wirtschaftliche Nutzungsdauer des Kraftwerks. Zusätzlich geht in den Kapitaldienst die Summe der jährlich anfallenden Steuern auf Basis des aktivierten Kapitals sowie der jährlichen Rückstellungen ein.

$K_{f,t}$ $\hat{=}$ Summe der fixen Betriebskosten im Jahr t (DM/kW$_n \times$ a).
Die fixen Betriebskosten setzen sich im wesentlichen zusammen aus den Personalkosten, den Instandhaltungskosten sowie den Hilfs- und Verwaltungskosten.

h_t $\hat{=}$ Vollastbenutzungsstunden im Jahr t (Vlh/a).

$k_{v;t}$ $\hat{=}$ variable Betriebskosten (Pf/kWh$_n$).
Die Höhe der variablen Betriebskosten wird vor allem von den Brennstoffkosten im Jahr t sowie von den Kosten der Entsorgung der beim Betrieb anfallenden Reststoffe bestimmt. Hinzu kommen sonstige Einsatzstoffkosten für z.B. Chemikalien und Wasser. Im Fall der Kernenergie werden kalkulatorische Kosten des Brennstoffkreislaufs angesetzt, die Natururangewinnung, Konversion, Anreicherung, Brennelement-Fabrikation sowie Kosten für die Entsorgung aller anfallenden radioaktiven Reststoffe umfassen. Diese Kosten fallen teilweise bereits vor dem Einsatz im Kernkraftwerk sowie im Fall der Wiederaufarbeitung und Entsorgung erst sehr viel später an. Bei der Bewertung dieser Kosten sind deshalb Zinseffekte zu berücksichtigen.

$s_{v,t}$ $\hat{=}$ Steuern/Abgaben auf Primärenergieträgereinsatz und/oder Endenergieverbrauch (Pf/kWh$_n$). Mögliche Kosten aufgrund von Umweltabgaben, wie sie die EU-Kommission ursprünglich vom Jahr 1993 an geplant hatte, sind in die Rechnung mit einzubeziehen.

Vollkosten der Stromerzeugung

Die so ermittelten durchschnittlichen Vollkosten für die Stromerzeugung eines Kraftwerks gelten dann für das jeweilige Jahr t. Im Laufe der Nutzungsdauer unterliegen alle Kostenkomponenten einer Preiseskalation, die von der allgemeinen Teuerung durchaus abweichen kann.

Vergleich der Wirtschaftlichkeit

Für einen Vergleich der Wirtschaftlichkeit verschiedener Kraftwerksprojekte muß diese Kostenentwicklung über alle Phasen der Lebensdauer erfaßt werden, im speziellen mit Berücksichtigung von individuellen Preisgleitungen für unterschiedliche Kostenpositionen.

Barwertmethode

Die gebräuchlichste dynamische Methode zur Lösung der vorliegenden Problemstellung ist die *Kapital-* oder *Barwertmethode*. Sie berücksichtigt neben der absoluten Höhe der Zahlungen z_t in den Zeitabschnitten t auch den unterschiedlichen Wert der Zahlungen, indem sie alle Zahlungen mit einem Kalkulationszins i auf einen einheitlichen Zeitpunkt t_0 abzinst:

$$K_0 = \sum_{t=0}^{n} z_t \left(\frac{100+p}{100+i}\right)^{t-t_0} = \sum_{t=0}^{n} z_t \left(\frac{100}{100+i_{real}}\right)^{t-t_0} =: \sum_{t=0}^{n} z'_t. \quad (4.2)$$

Der Kapitalwert K_0 ist die Summe der jährlichen Ausgabenbarwerte z'_t. Der Ausgabenbarwert ist der Wert einer zukünftigen Zahlung, bezogen auf den Zeitpunkt t_0, bewertet mit dem zum Zeitpunkt t_0 gültigen Preisstand.

Dabei ist

p $\hat{=}$ Preissteigerungsrate (%/a),

i $\hat{=}$ Kalkulationszinssatz (%/a), mit:

$$i_{\text{real}} = 100\left(\frac{100+i}{100+p} - 1\right) = \text{realer Kalkulationszins (\%/a)},$$

n $\hat{=}$ Betrachtungszeitraum: Bau, Betrieb, Stillegung.

Wesentliches Charakteristikum dieser Methode ist die Abzinsung der Ausgaben auf einen einheitlichen Bezugszeitpunkt t_0. Mit dieser Vorgehensweise

wird eine Maßzahl, der Kapitalwert, ermittelt, der den Vergleich mehrerer Kostenalternativen gestattet, sofern t_0 und i konstant gehalten werden. Da gleiche Kapitalwerte noch nicht aussagefähig sind, wenn unterschiedliche jährliche Strommengen erzeugt werden oder unterschiedliche Nutzungsdauern anzusetzen sind, ermittelt man die dem Kapitalwert entsprechenden über die Betriebszeit verteilten jährlich gleichbleibenden Ausgaben, die sog. Annuität K:

Kapitalwert

$$K = K_0 / \left(\sum_{t=t_1}^{t_n} \left(\frac{100+p}{100+i} \right)^{t-t_0} \right) \tag{4.3}$$

mit: $t_1 \mathrel{\widehat{=}}$ erstes Betriebsjahr,
$t_n \mathrel{\widehat{=}}$ letztes Betriebsjahr.

und bezieht sie auf die Annuität E der jährlich erzeugten Strommengen E_t, die analog zu K gebildet wird. Den Quotienten K/E bezeichnet man als annuitätische Stromerzeugungsvollkosten. Die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten günstigste Alternative ist dann diejenige mit den niedrigsten annuitätischen Stromerzeugungskosten.

jährlich erzeugte Strommengen

Dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnungen werden heute mit Rechenprogrammen durchgeführt, die u.a.

- die Möglichkeit bieten, individuelle Preisgleitungen für unterschiedliche Kostenpositionen zu berücksichtigen,
- zur Beantwortung spezieller Fragestellungen, z.B. nach der Amortisationszeit, herangezogen werden können,
- den Einfluß steuerlicher Aspekte bei der Finanzierung der Investitionen, d.h. aktivierungspflichtigen, das Anlagenvermögen erhöhenden Maßnahmen, mit einbeziehen.

steuerliche Aspekte

4.3.3 Kosten- und Wettbewerbslage der Kernenergie

In der nachfolgenden Darstellung werden Ergebnisse von Untersuchungen über die Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken im Vergleich zu fossil gefeuerten Wärmekraftwerken aufgezeigt. Obwohl die aktuelle Kostensituation durch Hersteller und Betreiber von Kraftwerksanlagen ständig verfolgt wird, kann die künftige Kostenentwicklung nur abgeschätzt werden. Kostenangaben sind zudem in besonderem Maße unsicher, weil wichtige kostenbestimmende Parameter von politischen Entscheidungen abhängen. Dies gilt bei der Kernenergie für die Entsorgung, für die Aufwendungen zur Reaktorsicherheit, für die Vorsorge zum gesicherten Einschluß und zur vollständigen Beseitigung der Anlage. Es gilt auch im Bereich der fossil gefeuerten Kraftwerke für z.B. die Entwicklung der Brennstoffpreise.

Stromerzeugungskosten im Vergleich

Entsorgung
Reaktorsicherheit
Stillegung

Eine weitere Unsicherheit bedeuten die auf nationaler und auf EU-Ebene angedachten CO_2-/Energiesteuern. Durch sie wird der Einsatz sowohl der fossilen Brennstoffe als auch der Kernbrennstoffe mit zusätzlichen Kosten belastet.

4.3.3.1 Bestehende Kraftwerke

OPEN

In einer Studie der Organisation der *Producteurs d'Énergie Nucléaire* (OPEN) wurden Stromerzeugungskosten bestehender Kernkraftwerke und konventioneller Wärmekraftwerke in Europa kalkuliert. Basis für die Untersuchung waren Stromerzeugungskosten in den Ländern Deutschland, Belgien, Spanien, Frankreich, Italien, Schweden und Schweiz, und zwar für

- Kernkraftwerke mit einer Nennleistung ab 800 MW,
- Konventionelle Kraftwerke mit einer Nennleistung ab 250 MW,

die in den Jahren 1978 bis 1987 in Betrieb waren.

Stromerzeugungskosten bei Grundlast

Als Ergebnis wurden mittlere Stromerzeugungskosten während dieser 10 Jahre im Geldwert von 1987 ausgewiesen, die in der Grundlast bei jährlich 6 600 Vlh (Vollastbenutzungsstunden) erzielt wurden (siehe Tabelle 4.12).

Tabelle 4.12: Mittlere Stromerzeugungskosten unterschiedlicher Grundlastkraftwerke im Zehnjahreszeitraum von 1978–1987

Kraftwerkstyp	cECU/kWh[a]	Pf/kWh
Kernenergie	3,1	6,4
Importsteinkohle	3,1	6,3
heimische Steinkohle	5,2	10,8
Öl	3,5	7,3

[a] 1 ECU = 2,07 DM, Preisstand: 1/87.

Wettbewerbsfähigkeit

Die OPEN-Studie kommt demnach zu dem Schluß, daß in Westeuropa Kernenergie im Grundlastbereich wettbewerbsfähig war. Gegenüber Öl gilt das auch im Mittellastbereich, gegenüber heimischer Steinkohle ab einer Auslastung von mehr als 2 000 Vollastbenutzungsstunden.

Ausgangsdaten für die Rechnungen waren nationale Stromerzeugungskosten auf der Basis von Brennstoffkosten des Jahres 1987, ein realer Kalkulationszins von 5 % und ein Kapitaldienst, der sich bei 30 Betriebsjahren (Abschreibungsjahre) ergeben würde.

Dabei wird die Kernenergie im betrachteten 10-Jahres-Zeitraum gegenüber Importkohle insgesamt sogar als kostengünstiger angesehen, da der Preis für Importkohle im Jahr 1987 mit 88,5 DM/t SKE niedriger lag als im Mittel der 10-Jahresperiode 1978–1987.

Die nachfolgende Tabelle 4.13 zeigt eine Gegenüberstellung der OPEN-Ergebnisse mit Rechnungen des Verbandes der Deutschen Elektrizitätswirtschaft (VDEW) für in Betrieb befindliche Anlagen in Deutschland, die in der OPEN-Studie als Basis von deutscher Seite mit aufgeführt wurden. Sie werden mit »VDEW« bezeichnet und gelten ebenfalls für 6 600 Vlh/a, einen Kalkulationszins von 5 % und eine Betriebszeit von 30 Jahren.

Investitionskosten für Kernkraftwerke

Es zeigt sich, daß im Gegensatz zum europäischen Durchschnitt in Deutschland Kernenergie um 0,9 Pf/kWh höhere Kosten verursachte als Importkohle. Die hohen Investitionskosten für Kernkraftwerke in Deutschland,

Tabelle 4.13: Vergleich der mittleren Stromerzeugungskosten unterschiedlicher Grundlastkraftwerke im Zehnjahreszeitraum von 1978–1987

Kraftwerkstyp	Summe	Kapital-dienst	fixe Betriebs-kosten	Brennstoff-kosten
	alle Werte in Pf/kWh, Preisstand: 1/87			
Kernenergie				
OPEN	6,4	3,1	1,4	1,9
VDEW	7,8	4,3	1,4	2,1
Importsteinkohle				
OPEN	6,3	1,7	1,1	3,5
VDEW	6,9	2,2	1,3	3,4
heimische Steinkohle				
OPEN	10,8	2,1	1,2	7,5
VDEW	12,3	2,2	1,3	8,8

Kohle/Kernenergie Stromerzeugungskosten

die im wesentlichen auf erhöhte Sicherheitsanforderungen zurückzuführen sind, sowie die hohen in den Brennstoffkosten enthaltenen Entsorgungskosten, verteuern die Stromerzeugung der Kernenergie in Deutschland. Im Vergleich zu den Durchschnittswerten der OPEN-Studie liegen bei den deutschen Kernkraftwerken der Kapitaldienst um 1,2 Pf/kWh und die Brennstoffkosten um 0,2 Pf/kWh höher.

Vergleich Kernenergie/heimische Steinkohle

In Deutschland fällt wie in Westeuropa der Wirtschaftlichkeitsvergleich Kernenergie/heimische Steinkohle positiv für die Kernenergie aus. Aufgrund der hohen Förderkosten der deutschen Steinkohle ist die Stromerzeugung aus Kernenergie ab einer Auslastung von 2 500 Vlh/a kostengünstiger.

4.3.3.2 Neue Kraftwerke

Stromerzeugungskosten neuer Kraftwerke

Die Stromerzeugungskosten neuer Kraftwerke – zugeschnitten auf die Verhältnisse in Deutschland – werden unter Verwendung aktueller Eingangsdaten und unter Ausnutzung des spezifischen Know-how der Betreiber laufend aktualisiert. Die Tabellen 4.14 und 4.15 zeigen die wesentlichen Eingangsdaten, wie sie heute eingeschätzt werden und die daraus ermittelten Ergebnisse für Kraftwerkstypen vergleichbarer Leistung auf Basis von Steinkohle und Kernenergie, die im Jahr 2002 in Betrieb gehen könnten.

EPR – Europäischer Druckwasserreaktor

Die Daten für die Steinkohlenkraftwerke sind relativ verläßlich aus den jüngsten Erfahrungen mit dem Bau neuer Kraftwerke sowie aus den in Planung befindlichen Kraftwerken abzuleiten. Die Eingangsdaten für das Kernkraftwerk – Grundlage waren hier die Planungen zum EPR (European Pressurized Water Reactor bzw. Europäischer Druckwasserreaktor) – sind noch nicht in gleicher Weise abgesichert; nach Abschluß der zweijährigen Basic-Design-Phase des EPR scheinen sie jedoch ausreichend belastbar zu sein.

Als Ergebnis der Stromerzeugungskostenrechnungen ist festzustellen, daß ein Kernkraftwerk auf Basis des EPR-Konzeptes in der Grundlast Kostenvorteile gegenüber einem Steinkohlenkraftwerk aufweist. Bei einer Ausnutzung $\leq$ 6 500 Vlh/a hat das Steinkohlenkraftwerk auf Basis von Importkohlenpreisniveau Kostenvorteile.

Berücksichtigt man zusätzlich die Einführung möglicher Umweltabgaben, so bringt dies tendenziell Vorteile für die Wirtschaftlichkeit des Kernkraftwerks.

Zu den in Tabelle 4.14 aufgeführten Eingangsdaten und Kostenelementen sind folgende Anmerkungen erforderlich:

Blockeinheiten von 1 500 MW

Nettoleistung: Kernkraftwerke sind mit wachsender Blockleistung in ihren Anlagekostenstärker degressiv als fossil gefeuerte Wärmekraftwerke. Deshalb ist es unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten geboten, große Blockeinheiten in der Größenordnung von 1 300 bis 1 500 MW zu bauen. Bei fossil gefeuerten Wärmekraftwerken liegen die Blockleistungen bei 700 bis 900 MW.

Vollastbenutzungsstunden 1993

Vollastbenutzungsstunden: 1993 erreichte die Gesamtstromerzeugung in den alten Bundesländern durchschnittlich 4 391 Vollastbenutzungsstunden, die für die einzelnen Kraftwerkstypen wie folgt differierte:

Erdgas	1 348	Stunden
Steinkohle	4 592	Stunden
Kernenergie	6 455	Stunden
Braunkohle	6 997	Stunden

Um die Gesamtkosten der Stromerzeugung zu minimieren, werden die Kraftwerke bei der Lastverteilung, beginnend mit der Grundlast, in der Rangfolge der Höhe ihrer variablen Kosten eingesetzt. Die Deckung der Grundlast ist daher den Kraftwerken mit niedrigen variablen Kosten vorbehalten, d.h. vor allem den Laufwasserkraftwerkenund den Kernkraftwerken, während die fossil gefeuerten Kraftwerke mit höheren variablen Kosten nachrangig eingesetzt werden. Bei der Planung neuer Kraftwerke ist zu prüfen, wie sich durch ihren Einsatz die Auslastung der bereits in Betrieb befindlichen Kraftwerke ändert und wie sich diese Änderungen kosten- und erlösmäßig auswirken. Keinesfalls dürfen die Stromerzeugungskosten von Kraftwerken unterschiedlicher Einsatzbedingungen miteinander verglichen werden; deshalb sind die bei jeweils gleichen Vollastbenutzungsstunden entstehenden Stromerzeugungskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen miteinander verglichen worden.

variable Kosten

Investitionskosten

Investitionskosten: Die Investitionskosten sind für einen nicht erschlossenen Kraftwerksstandort (»Grüne Wiese«) kalkuliert. Die Investitionskosten umfassen bei Kernkraftwerken im wesentlichen die Reaktorhaupt- und -nebengebäude incl. Verwaltung, das nukleare Dampferzeugungssystem mit Reaktordruckgefäß einschließlich Primärkreislaufkomponenten, Wärmeaustauscher, Kühlwasserversorgung, Turbogeneratorsatz und Transformatoranlagen sowie die für die Rückkühlung erforderlichen Anlagen und Bauteile einschließlich der Bauherreneigenleistungen. Die Investitionskosten des Steinkohlenkraftwerks sind analog kalkuliert. Aufgrund der – verglichen mit dem Kernkraftwerk – geringen Einheitsleistung wurde eine Doppelblockanlage mit 2 × 700 MW zum Vergleich herangezogen.

Tabelle 4.14: Wesentliche Eingangsdaten unterschiedlicher Grundlastkraftwerke (Preisstand Januar 1993)

Eingangsdaten der Kraftwerke		**Steinkohle**	**Kernenergie**
Nettoleistung	MW	2 × 700	1 530
Nettowirkungsgrad	%	45	36
Nutzungsdauer	a	30	30
Stillegungsdauer	a	1	10
Abschreibungsdauer	a	20	20
spez. Investitionskosten	DM/kW	2 350	3 400
fixe Betriebskosten			
–Personalbedarf	Anzahl Personen	420	320
–Personalkosten	DM/Person×a	100 000	115 000
–Instandhaltungskosten (ohne Eigenpersonal)	DM/kW×a	38	50
–Versicherungskosten	DM/kW×a	4,5	15
–Stillegungskosten	DM/kW	70	520
Einsatzstoffkosten			
–Steinkohle frei Kraftwerk	DM/t SKE	90	
–Brennstoffkosten (incl. Entsorgung)	Pf/kWh		1,55
–sonstige Einsatzstoffkosten	Pf/kWh	0,3	0,05
–CO_2-/Energiesteuer	US-$/barrel Öl	10	10

Eingangsdaten Grundlastkraftwerke

Tabelle 4.15: Stromerzeugungskosten unterschiedlicher neu zu errichtender Grundlastkraftwerke[a]

Kraftwerke auf Basis		**Steinkohle**		**Kernenergie**	
Nettoleistung	MW	2 × 700		1 530	
Kapitaldienst	DM/kW	171		260	
Fixe Betriebskosten	DM/kW	79		94	
Summe fixe Kosten	**DM/kW**	**250**		**354**	
Brennstoffkosten	Pf/kWh	2,9		1,55	
sonst. var. Kosten	Pf/kWh	0,3		0,05	
CO_2-/Energiesteuer	Pf/kWh	1,3		0,7	
Summe variable Kosten	**Pf/kWh**	**4,5**		**2,3**	
Annuitätische Vollkosten[b] bei Auslastung von					
–5 000 Vlh/a	Pf/kWh	8,2	9,5	8,7	9,4
–6 500 Vlh/a	Pf/kWh	7,1	8,4	7,0	7,7
–7 500 Vlh/a	Pf/kWh	6,5	7,8	6,3	7,0

[a] Grundannahmen: Inbetriebnahme im Jahr 2002, Preisstand: Januar 1993, Kalkulationszins: 8 %/a, Inflationsrate: 3,5 %/a, Preissteigerung Steinkohle: 4,5 %/a.
[b] jeweils die linke Zahl ohne und die rechte Zahl mit Umweltabgaben.

Stromerzeugungskosten Grundlastkraftwerke

jährlicher Kapitaldienst

Kapitaldienst: Aus den Rechnungen ergibt sich ein auf die Investitionskosten bezogener jährlicher Kapitaldienst von 7,3 % für fossil gefeuerte Kraftwerke und 7,6 % für Kernkraftwerke. Durch diesen Kapitaldienst werden abgegolten:

- die Abschreibung des Anlagevermögens entsprechend einer steuerlichen Lebensdauer der Anlage von 20 Jahren,
- Zinsen in Höhe von 8 %/a,
- jährliche Steuern (Vermögenssteuer, Gewerbekapitalsteuer, Körperschaftssteuer und Gewerbeertragssteuer) und Anlagenversicherung, gezahlt über 30 Jahre,
- Kosten der Stillegung, Bewachung, Demontage und Wiederherstellung des ursprünglichen Zustands des Standorts.

variable Betriebskosten

Variable Betriebskosten Steinkohlenkraftwerk: Zu den variablen Betriebskosten zählen nicht nur die reinen Brennstoffkosten, sondern ebenso die durch sonstige Hilfsstoffe wie Wasser, Ammoniak, Kalksteinmehl usw. verursachten Kosten, die pauschal mit 0,3 Pf/kWh angesetzt werden.

Brennstoff-kreislaufkosten

Variable Betriebskosten Kernkraftwerk: Die Brennstoffkreislaufkosten umfassen alle Kosten von der Natururangewinnung, Konversion, Anreicherung und Brennelementfabrikation sowie die Zwischen- und Endlagerung. Da es sich vor allem im Bereich der Entsorgung um teilweise noch nicht standardisierte Prozesse handelt und einige grundsätzliche Verfahrensschritte, wie z.B. die Endlagerung, noch nicht abschließend geklärt sind, müssen die Erfassung dieser Kosten und die Prognose der künftigen Entwicklung über die hier einzusetzenden langen Zeiträume zwangsweise mit großen Unsicherheiten behaftet sein. Die mit entsprechenden Sicherheitszuschlägen versehenen Abschätzungen ergeben aus heutiger Sicht folgende Aufteilung der Kosten:

Brennelementherstellung	0,55 Pf/kWh
Zwischen- und Endlagerung	1,00 Pf/kWh
Summe	1,55 Pf/kWh.

Entsorgungskosten

Damit gehen die Entsorgungskosten, obwohl sie erst zu späteren Zeitpunkten zu Auszahlungen führen, mit mehr als 50 % in die gesamten Brennstoffkreislaufkosten ein.

CO_2-/Energiesteuer

CO_2-/Energiesteuer: Angesetzt wurde eine von der EU geplante kombinierte CO_2-/Energiesteuer, die, mit 3 $ beginnend, bis zum Jahr 2000 auf 10 $, bezogen auf den Einsatz von 1 barrel Öl ansteigt und danach konstant bleibt. Für andere Energieträger als Öl wurden 50 % der Steuer auf das Energieäquivalent und 50 % auf das CO_2-Emissionsäquivalent zu einem Barrel Öl angesetzt. Für Kernkraftwerke entfällt der Anteil für das CO_2-Emissionsäquivalent.

Die Verfasser sind sich dessen bewußt, daß die hier angesetzte CO_2/-Energiesteuer derzeit keine Aussicht hat, eingeführt zu werden. Sie gehen aber davon aus, daß es zu einer EU-weiten oder auch nationalen Steuer oder Abgabe kommen wird. Deshalb wurde hier nicht darauf verzichtet, eine solche Steuer in die vergleichende Kalkulation einzubeziehen.

Stromerzeugungskosten: Die Stromerzeugungskosten sind nach der in Kapitel 4.3.2 dargestellten Kapitalwertmethode ermittelt und als annuitätische Vollkosten während der Betriebszeit zum Preisstand von Januar/1993 dargestellt.

4.3.4 Stromerzeugungskosten im Ausland

Die Entwicklung der vergangenen Jahre hat die Stromerzeugungskosten in Deutschland ganz allgemein deutlich erhöht. Der Grund dafür waren steigende Anforderungen an den Umweltschutz, z.B. der Einbau von Anlagen zur Rauchgasentschwefelung und Stickoxidreduzierung in Kohlekraftwerken, die aufwendigeren Sicherheitsmaßnahmen in Kernkraftwerken u.v.m. Von kostenreduzierenden Entwicklungen, wie z.B. dem Rückgang der Preise für Importkohle, Erdöl und Erdgas, haben die Stromerzeugungskosten dagegen praktisch nicht profitiert, weil diese Energieträger bisher in Deutschland nur in geringem Umfang zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

Anforderungen an Umweltschutz

Wegen der grundlegenden Bedeutung günstiger Energiepreise für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie auf dem Weltmarkt und vor dem Hintergrund einer zunehmenden Internationalisierung der Wirtschaft stellt sich die Frage nach den Stromerzeugungskosten und daraus resultierend nach den Strompreisen im Ausland.

Mit den Stromerzeugungskosten hat sich die OECD in ihrem »Update 1992« zu dem 1989 erschienenen Bericht »Projected Costs of Generating Electricity« ausführlich beschäftigt. In dieser Arbeit werden die Stromerzeugungskosten von Grundlastkraftwerken auf Basis von Kernenergie und Steinkohle in verschiedenen Varianten ermittelt. Aus dem umfangreichen Tabellenwerk gibt auf die hier interessierende Fragestellung insbesondere die Ermittlung der Stromerzeugungskosten für den Fall Auskunft, daß länderspezifische Unterschiede teilweise eliminiert und für die genannten Parameter einheitliche Berechnungsgrundlagen für alle Länder verwendet werden (siehe Tabelle 4.16).

Stromerzeugungskosten

länderspezifische Unterschiede

Alle Ergebnisse gelten für Kraftwerke, die im Jahr 2000 in Betrieb gehen könnten und basieren auf dem Preisstand Juli 1991. Sie enthalten alle beim Bauherrn anfallenden Kosten wie Kapitalkosten, Bauzeitzinsen, Brennstoffkosten, Wartungs- und Instandhaltungskosten, Entsorgungskosten, Stillegungskosten und Versicherungen. Nicht enthalten sind Stromübertragungskosten, Ertragssteuern und Gewinnanteile der Betreiber.

Nicht alle Länder haben Angaben für die Stromerzeugungskosten in Kernkraftwerken zur Verfügung gestellt, weil sie entweder keine Kernkraftwerke betreiben (z.B. Dänemark, Italien, Portugal) oder aus der Kernenergie aussteigen wollen (Schweden).

Insbesondere für Schweden wurde bereits darauf hingewiesen, daß diese Entscheidung inzwischen relativiert und kritisch überdacht wird.

Im Gegensatz zu der in Deutschland inzwischen eingetretenen Veränderung der politischen und wirtschaftlichen Situation der Kernenergie wie sie im vorigen Kapitel 4.3.3 zum Ausdruck kam, ergab sich in der OECD-Studie folgende Lage:

1. In fast 75 % der Fälle, in denen vergleichbare Angaben vorliegen, weist die Stromerzeugung aus Kohle zwischen 4 % und über 50 % höhere Kosten als die Stromerzeugung aus Kernenergie aus.

Stromerzeugungskosten Kohle/Kernenergie

Tabelle 4.16: Stromerzeugungskosten in verschiedenen Ländern für einheitliche Berechnungsgrundlagen (Inbetriebnahme im Jahr 2000, 30 Jahre Lebensdauer, 5 % Diskontsatz, Preisstand Juli 1991)

Land	Kernkraftwerk				Kohlekraftwerk				Verhältnis
	Investition	Wartung, Instandhaltung	Brennstoff	Summe	Investition	Wartung, Instandhaltung	Brennstoff	Summe	Kohle-/KKW
	alle Werte in Pf/kWh, Umrechnung mit Devisenkursen am 1.7.1991								
Belgien	3,7	1,4	1,5	6,6	2,4	0,9	3,8	7,1	1,08
Kanada									
– Zentral	4,1	1,0	0,3	5,4	2,6	0,7	2,8	6,1	1,13
– Osten	—	—	—	—	2,6	1,4	3,0	7,0	1,30
– Westen	—	—	—	—	2,0	1,3	1,4	4,7	0,87
Kanada (NT)[a]	4,9	2,2	0,5	7,6	2,1	1,1	3,0	6,2	0,82
Dänemark	—	—	—	—	2,0	1,3	3,0	6,3	—
Finnland	3,4	1,0	1,0	5,4	1,8	1,2	3,4	6,4	1,19
Frankreich	2,6	1,8	1,5	5,9	2,1	1,7	5,3	9,1	1,54
Deutschland[b]	5,4	2,3	2,0	9,7	3,1	2,7	8,7	14,5	1,49
					3,1	2,7	6,4	12,2	1,26
Italien	—	—	—	—	3,5	1,5	3,8	8,8	—
Japan	4,4	2,0	3,3	9,7	3,7	1,4	6,2	11,3	1,16
Niederlande	—	—	—	—	2,1	0,9	4,5	7,5	0,93
Niederlande (NT)[a]	4,0	2,5	1,6	8,1	2,7	1,0	4,0	7,7	0,95
Portugal	—	—	—	—	3,1	1,2	4,4	8,7	—
Spanien[b]	—	—	—	—	4,5	1,0	9,1	14,6	—
					3,8	0,8	5,5	10,1	—
Schweden	—	—	—	—	3,4	1,6	3,9	8,9	—
Türkei	—	—	—	—	2,4	1,2	3,4	7,0	—
Großbritannien	5,5–5,9	1,8–2,1	1,5	8,8–9,5	2,9–3,5	2,0–2,3	3,5	8,4–9,3	0,88–1,06
GB (NT)[a]	4,1–4,4	1,8	1,5	7,4–7,7	2,9	2,0	3,2	8,1	1,09–1,05
USA									
– Mittlerer Westen	3,8	3,0	0,9	7,7	3,1	1,8	3,1	8,0	1,04
– Westen	3,7	3,0	0,9	7,6	3,0	1,3	2,0	6,3	0,83
– Nordosten	4,0	3,0	0,9	7,9	3,2	1,7	4,3	9,2	1,16
China[c]	2,7	1,2	1,6	5,5	1,9	0,9	3,7	6,5	1,18
Tschechien[c]	2,2	1,3	1,7	5,2	2,2	1,4	2,4	6,0	1,15
Ungarn[c]	3,4	0,8	1,2	5,4	2,5	0,9	4,1	7,5	1,39
Indien[c]	3,1	2,2	1,3	6,6	2,3	0,7	4,6	7,6	1,15
Korea[c]	3,5	1,3	1,0	5,8	2,0	1,6	4,1	7,7	1,33
Rußland[d]	0,7	0,2	0,6	1,5	0,6	0,5	0,8	1,9	1,27

[a] NT = Neue Technologien, teilweise noch im Versuchsmaßstab oder geringe Betriebserfahrung, Kosten daher nicht repräsentativ.
[b] Erste Zeile: Kohlekraftwerk: Brennstoffkosten für heimische Steinkohle; Zweite Zeile: Brennstoffkosten für Import-Steinkohle.
[c] Angaben wegen Wechselkursproblematik nur eingeschränkt vergleichbar.
[d] Angaben wegen ständig schwankender Wechselkurse in Landeswährung.
Quelle: OECD: *Projected Costs of Generating Electricity*, Update 1992.

In den USA und Kanada hängen die Ergebnisse stark von regionalen Gegebenheiten ab. Jeweils im Westen des Landes, wo billige heimische Kohle in großen Mengen verfügbar ist und Kraftwerke in unmittelbarer Nähe zu den Lagerstätten gebaut werden können, weist die Kohle einen klaren Kosten-

vorteil auf. In den übrigen Regionen ist die Situation ähnlich wie in Europa und Japan: Leichte bis deutliche Kostenvorteile für die Kernenergie.

2. Die in einer früheren Studie von einer signifikanten Zahl von Ländern geäußerte Vermutung, daß zukünftig die gesamten Kosten der Stromerzeugung aus Kernenergie niedriger sein würden als allein die Brennstoffkosten für Kohlekraftwerke, stimmt indessen auch nicht einmal mehr annähernd. Der Grund liegt hauptsächlich darin, daß in den meisten Ländern heute geringere Kohlepreissteigerungen erwartet werden als noch vor einigen Jahren.
3. In Deutschland und in der Europäischen Union wird zur Zeit über die Einführung von CO_2- und/oder Energiesteuern nachgedacht. Wenn derartige Steuern realisiert werden und wenn dafür das zur Zeit diskutierte Modell einer Mischung aus CO_2- und Energiesteuer zum Tragen kommt, werden die fossilen Brennstoffe davon stärker betroffen sein als die Kernenergie. Der bereits heute nach OECD-Studie in Deutschland gegebene Kostenvorteil von 2,5 Pf/kWh für die Kernenergie gegenüber der Importkohle würde sich dann weiter vergrößern. In einigen anderen Ländern, und auch in Deutschland, wo sich nach den eigenen Berechnungen gemäß Kapitel 4.3.3 heute noch ein Kostenvorteil für die Stromerzeugung aus Import-Steinkohle ergibt, könnten sich die Verhältnisse dann evtl. umdrehen.

CO_2-/Energiesteuern

4.3.5 Kritische Anmerkungen und Schlußbetrachtung

Bei einem internationalen Vergleich der Stromerzeugungskosten ist festzustellen, daß Deutschland zu den Ländern mit den höchsten Stromerzeugungskosten in Europa gehört, die sich in entsprechend hohen Strompreisen vor allem für die Industriekunden widerspiegeln.

Auf der anderen Seite wurde bereits darauf hingewiesen, daß es für eine der führenden Industrienationen der Welt überlebenswichtig ist, der Industrie attraktive Standortbedingungen zu bieten, um die Wettbewerbsfähigkeit auf den Weltmärkten zu erhalten. Die Unternehmen werden sich dort ansiedeln, wo sie die günstigsten Standortbedingungen vorfinden. In dieser Hinsicht hat die anstehende Verwirklichung des EU-Binnenmarktes schon im Vorfeld bedeutende Wirkungen auf Deutschland als Industriestandort der Zukunft, denn der Binnenmarkt macht zukünftig die Hürden für eine Auslagerung von Produktionsstätten oder die Auswanderung ganzer Unternehmen noch niedriger.

Standortbedingungen

Energie ist zwar nur eine von mehreren Standortkomponenten und spielt für große Teile der weiterverarbeitenden Industrie mit einem Stromkostenanteil an den Produktionskosten von nur 2 bis 3 % nicht die entscheidende Rolle. Aber für die in Deutschland bedeutenden stromintensiven Industrien, wie die Aluminiumherstellung, die Chlorelektrolyse, die Glas- und Papierindustrie usw., ist das Strompreisniveau ein für die Wettbewerbsfähigkeit und für zukünftige Standortentscheidungen relevanter Faktor.

stromintensive Industrien

Die teilweise bereits vorgenommene Verlagerung stromintensiver Produktionen nach Frankreich, wo die Industriestrompreise etwa 30 % niedriger liegen als in Deutschland, kann ein Anzeichen für kommende Trends sein.

Grundstoffindustrie

Man darf auch nicht vergessen, daß um stromintensive Grundstoffindustrien herum eine Vielzahl von Weiterverarbeitern angesiedelt ist. Geht aber die Grundstoffindustrie, so besteht die Gefahr, daß sich die weiterverarbeitende Industrie über kurz oder lang anschließt; darin liegt eine oft unterschätzte zusätzliche Gefahr.

Der wesentliche Grund für die höheren Stromerzeugungskosten und -preise in Deutschland gegenüber anderen europäischen Ländern liegt in nationalen, politisch bedingten Sonderlasten. Sie resultieren aus

- dem Einsatz teurer heimischer Steinkohle,
- schärferen Umweltschutzmaßnahmen bei Kohlekraftwerken,
- höheren Sicherheitsaufwendungen und längeren Bauzeiten infolge der Dauer der behördlichen Genehmigungsverfahren bei Kernkraftwerken und
- sonstigen Abgaben wie höheren Steuerbelastungen, höheren Finanzierungskosten, aufwendigeren Genehmigungsverfahren, usw.

EU-Binnenmarkt

Zusammen ergeben sich daraus Belastungen von mehreren Pf/kWh. So lagen z.B. die Industriestrompreise in Deutschland und Frankreich in den vergangenen Jahren um bis zu 6 Pf/kWh auseinander. Deshalb muß bei einer Realisierung des EU-Binnenmarktes das Bestreben auf eine Harmonisierung der Rahmenbedingungen für die Stromversorgung in Europa gerichtet sein. Erste Schritte auf diesem Weg sind mit der zuvor angesprochenen Neuregelung der Steinkohleverstromung in Deutschland ab 1996 bereits getan.

einheitliche Umweltschutzstandards

Hinsichtlich der Umweltschutzvorschriften für Kohlekraftwerke darf eine Harmonisierung nicht zu einer Reduzierung der Anforderungen in Deutschland führen. Vielmehr ist dafür zu sorgen, daß zukünftig europaweit einheitlich hohe Standards gelten, die von allen Unternehmen einzuhalten sind. Auch hierzu gibt es bereits Ansätze auf EU-Ebene.

Restrisiko von zukünftigen Kernkraftwerken

Was die Sicherheitsanforderungen an Kernkraftwerke betrifft, arbeiten deutsche und französische Unternehmen an einer Weiterentwicklung der bestehenden Techniken, um das jetzt schon minimale Restrisiko bei zukünftigen Kernkraftwerken mit dem Ziel eines sicheren Einschlusses selbst im Falle eines Kernschmelzstörfalles noch weiter zu verringern und einen in ganz Europa nach einheitlichen Sicherheitskriterien genehmigungsfähigen Reaktor zu entwickeln. Die Arbeiten sind so weit fortgeschritten, daß vermutlich 1996 ein Genehmigungsantrag für einen solchen Reaktor gestellt werden könnte.

Wenn es gelingt, alle diese Ansätze erfolgreich weiter zu entwickeln und die Politik energisch zu einer Harmonisierung der Rahmenbedingungen für die Stromversorgung in Europa zu drängen, dann werden sich auch die Strompreise in Europa annähern und in der Tendenz angleichen. Aus dieser Sicht würden damit gleiche Voraussetzungen für einen fairen Wettbewerb in Europa gegeben sein.

4.3.6 Externe Kosten der Energieversorgung

Von Rainer Friedrich, Hans Michaelis und Alfred Voss

Die Bereitstellung von Energie ist mit unerwünschten Nebeneffekten, insbesondere mit Gefährdungen oder Schädigungen von menschlicher Gesundheit, Flora, Fauna und Materialien sowie Einwirkungen auf das Klima verbunden. Solche Schäden und Gefahren müssen teilweise von den Geschädigten auf sich genommen werden, ohne daß eine Kompensation oder Entschädigung durch den Verursacher erfolgt. Solche Effekte werden als *extern* bezeichnet. Treten externe Effekte auf, sind also die entstehenden Schäden und Gefahren in den Kosten des Verursachers nicht enthalten, so kann ein Kostenvergleich zwischen verschiedenen Investitionsalternativen (etwa zwischen verschiedenen Möglichkeiten zur Stromerzeugung bzw. -einsparung) zu Entscheidungen führen, die zwar für den Investor am kostengünstigsten, nicht aber für die Gesellschaft insgesamt im Sinne einer *Wohlfahrtsmaximierung* optimal sind. Es folgt, daß bei Entscheidungen nicht nur die betriebswirtschaftlichen Kosten, sondern auch die jeweils entstehenden externen Effekte in das Entscheidungskalkül einbezogen werden sollten.

Gefahren durch Energieerzeugung

Wohlfahrtsmaximierung

Ein möglicher Weg, dies zu tun, besteht darin, die externen Effekte zu monetarisieren, also in eine gemeinsame Einheit, den Geldwert umzurechnen. Die monetarisierten externen Effekte werden *externe Kosten* genannt. Diese externen Kosten können zu den betriebswirtschaftlich ermittelten *internen* Kosten hinzuaddiert werden, die Höhe der so ermittelten *sozialen* Kosten ist dann Entscheidungskriterium. Werden *Ökosteuern* in Höhe der externen Kosten erhoben, so erfolgt die Einrechnung durch den Verursacher, also den Steuerzahler, ohne daß weitergehende Eingriffe des Staates nötig sind.

externe Kosten

Die *Internalisierung* externer Kosten setzt ihre genaue Kenntnis voraus. Dabei sind in einem ersten Schritt die von einer Anlage – einschließlich vor- und nachgelagerter Prozesse – ausgehenden Schäden zu quantifizieren. Anschließend müssen diese Schäden in Geldwerte umgerechnet werden, wobei die Präferenzen der Bevölkerung als Maßstab dienen. Bei beiden Teilschritten treten jedoch häufig Probleme auf: insbesondere sind oft die Kenntnisse über Dosis-Wirkungsbeziehungen unzureichend oder umstritten, oder es fehlen Untersuchungen zum monetären Wert von Schäden. Berechnungen externer Kosten sind daher i.a. mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Dennoch konnten bei der Berechnung von externen Kosten Fortschritte gegenüber ersten Ansätzen erzielt werden. In diesen ersten Ansätzen wurden häufig fossile Kraftwerke ohne Entschwefelung oder Entstickung betrachtet; bei Kernenergieunfällen wird die Freisetzung radioaktiver Stoffe wie beim Tschernobyl-Unfall mit Wahrscheinlichkeiten für Unfälle verknüpft, die zum Teil wesentlich geringere oder gar keine Auswirkungen auf die Umgebung aufweisen. Nach einem Überblick über bisher erschienene Studien und de-

ren Ergebnisse[13] gibt es jetzt eine neue, mit großem Aufwand erstellte Studie zum Thema *externe Kosten der Elektrizitätserzeugung*[14] Hierin wurde das verfügbare Wissen über Schäden und deren Monetarisierung systematisch zusammengestellt und ausgewertet. Dabei wurden erstmals die durch eine weitere Anlage entstehenden zusätzlichen Schäden und nicht, wie sonst üblich, durchschnittliche Schäden berechnet. Für deutsche Standorte und Verhältnisse wurden folgende – noch vorläufige – Ergebnisse ermittelt:

Monetarisierung von Schäden

Kostendaten

Steinkohle	2,1 Pf/kWh
Braunkohle	2,0 Pf/kWh
Öl (Gasturbine)	2,4 Pf/kWh
Gas (Gasturbine)	1,2 Pf/kWh
Gas (GuD)	0,4 Pf/kWh
Photovoltaik (Dach)	0,8 Pf/kWh
Photovoltaik (Fassade)	0,4 Pf/kWh
Wind	0,08 Pf/kWh

In den genannten Zahlen sind u.a. die Kosten des anthropogen bedingten Treibhauseffekts nicht enthalten (sowie einige weitere nicht quantifizierbare Schäden). Bei den *fossilen Kraftwerken* entsteht der größte Beitrag durch die Luftverschmutzung, insbesondere sind Gesundheitsschäden durch Aerosole, die aus SO_2- und NO_x-Emissionen entstehen, dominierend. Dies gilt auch für Wind und Photovoltaik – die Belastung der Umwelt erfolgt hier vor allem durch vorgelagerte Prozesse, also die Herstellung der Anlagen.

Gesundheitsschäden durch Aerosole

Für *Kernenergie* liegen neue Ergebnisse für deutsche Anlagen noch nicht vor. Die oben erwähnte EU-Studie weist hier für Frankreich Werte von 0,04 Pf/kWh (bei einer Diskontrate von 3 %) bis 0,5 Pf/kWh (Diskontrate 0 %) aus, im letzteren Fall stammt der Hauptbeitrag aus der Wiederaufarbeitung.

Während einige frühere Studien[15] noch versuchten, die Folgen von Kernkraftwerksunfällen dadurch zu quantifizieren, daß sie die Folgen des Tschernobyl-Unfalls mit – nicht dazu passenden – Wahrscheinlichkeiten des Auftretens nicht beherrschter Unfälle bei deutschen Kernkraftwerken zu verknüpfen, wird diese Vorgehensweise in neueren Studien[16] nicht weiter verfolgt. Vielmehr werden Freisetzungsraten aus Risikostudien mit entsprechenden Wahrscheinlichkeiten verbunden. Es ergeben sich bei allen Studien *Erwartungswerte* (Produkt aus Schaden und Wahrscheinlichkeit des Auf-

[13] R. Friedrich: *Externe Kosten der Elektrizitätserzeugung*, DAtF-Herbsttagung 1994, atw 40, 2, S. 83-88, 1995.

[14] EU: *External Costs of Fuel Cycles*, Kommission der Europäischen Union, 1994.

[15] O. Hohmeyer: *Soziale Kosten des Energieverbrauchs*, Berlin, Heidelberg, New York 1989; R. L. Ottinger u.a.: *Environmental Costs of Electricity*, New York London, Rom 1990; H.-J. Ewers und K. Rennings: *Abschätzung der Schäden durch einen sogenannten »Super-GaU«*, Prognos, Basel 1992.

[16] D. Pearce u.a.: *The Social Costs of Fuel Cycles*, London 1992; S. Hirschberg: *Contribution of severe accidents to external costs of nuclear power by the application of PSA*, Zürich 1994; G. Wheeler und R. C. Hewison: *The External Costs of Accidents at a UK PWR*, Henley-on-Thames 1994.

tretens) von weniger als 0,1 Pf/kWh. Allerdings wird von einigen Autoren darauf hingewiesen, daß der Erwartungswert die Risikoaversion der Bevölkerung nicht ausreichend berücksichtigt. Damit ist gemeint, daß – bei gleichem Risiko – ein Ereignis mit hohem Schaden und geringer Eintrittswahrscheinlichkeit eher abgelehnt wird als ein Ereignis mit geringerem Schaden, aber größerer Häufigkeit. Allerdings fehlen abgesicherte empirische Untersuchungen hierzu, eine quantitative Berücksichtigung ist daher heute noch nicht möglich.

Aversion der Bevölkerung gegen Risiken

Als ein wesentlicher externer Effekt könnte sich der *Treibhauseffekt* erweisen. Zwar lassen sich die zu erwartenden Klimaänderungen mit den verfügbaren Klimamodellen näherungsweise abschätzen, aber über die daraus resultierenden Schäden lassen sich bei heutigem Kenntnisstand jedoch noch keine belastbaren quantitativen Aussagen machen. Eine auch nur der Größenordnung nach belastbare Angabe der externen Kosten der Emission von Treibhausgasen ist daher nicht möglich. Will man dennoch zu Anhaltspunkten für die Höhe einer *Klimasteuer* kommen, so kann der sog. *Standard-Preis-Ansatz* verwendet werden: dabei wird, ausgehend von einem vorzugebendem Emissionsminderungsziel ermittelt, mit welchen Grenzkosten (Kosten der Verringerung des letzten = teuersten Kilogramms des betrachteten Treibhausgases) dieses Ziel erreicht werden kann.

Klimaänderungen

4.4 Die Nuklearindustrie

Bearbeitet von Peter Haug und Manfred Petroll

4.4.1 Weltweite Betrachtung der Nuklearindustrie

Im Jahr 1994 waren 428 Leistungsreaktoren in 30 Ländern mit einer Gesamtleistung von 357 773 MWe in Betrieb. Weitere 61 Kernkraftwerksblöcke befinden sich zur Zeit in Bau, so daß sich die Zahl der Reaktorblöcke einschließlich der in Planung befindlichen bis zum Jahr 2000 voraussichtlich auf über 500 summieren wird. Nahezu 30 % der Kernkraftwerkskapazitäten entfallen derzeit auf die Vereinigten Staaten von Amerika, weitere 17 % auf Frankreich, 11 % auf Japan, 7 % auf Deutschland, 6 % auf Rußland und 4 % auf Großbritannien. Die Neubauaktivitäten konzentrieren sich insbesondere auf den asiatischen Raum, Mittel- und Osteuropa sowie die USA. Weltweit existieren 36 Reaktorhersteller, die in den kernenergieintensivsten Industriestaaten ansässig sind und deren kerntechnisches Know-how weltweit genutzt wird. Nahezu 80 % der in Betrieb befindlichen Reaktoren arbeiten auf der Basis der Leichtwasserreaktor-Technologie, während die restlichen 20 % auf Reaktoren mit anderen Kühlungsmedien bzw. auf die Schnelle-Brüter-Technologie (SNR) entfallen. Auch bei den im Bau befindlichen Kernkraftwerken kommen schwerpunktmäßig Leichtwasserreaktoren in Form von Druckwasser- und Siedewasserreaktoren zum Einsatz.

weltweit 428 Leistungsreaktoren

weltweit 36 Reaktorhersteller

Bei der Neuentwicklung von Reaktorlinien bilden sich aufgrund der damit verbundenen Forschungsintensität in der Regel internationale Kooperationen verschiedener Kraftwerkshersteller. Zum Beispiel arbeiten der französische Staatsbetrieb Framatome und die deutsche Siemens AG seit

internationale Kooperation

Tabelle 4.17: Kernkraftwerke der Welt nach Reaktortypen (Stand: 1994)

Reaktortypen weltweit

Typ[a]	In Betrieb		In Bau		Insgesamt	
	Anzahl	MWe	Anzahl	MWe	Anzahl	MWe
DWR	245	226 697	40	40 604	284	267 343
SWR	90	77 476	6	6 562	96	83 994
Candu	32	19 792	11	5 375	43	25 917
LWGR, GLWR	20	17 048	1	1 000	21	18 048
SNR	4	2 242	3	1 880	8	4 392
AGR, GGR, Sonstige[b]	32(37)	14 518	1	745	33(39)	15 818
Summe	423(428)	357 773	62	56 966	485(491)	414 612

[a] DWR = Druckwasserreaktor; SWR = Siedewasserreaktor; Candu = Schwerwasserreaktor; LWGR = Graphitmoderierter Leichtwasserreaktor; SNR = Schneller Natriumgekühlter Reaktor; AGR = Advanced Gas-cooled Reactor; GGR = Gas-Graphit-Reactor.

[b] Anzahl der Kernkraftwerksblöcke (Leistungsreaktoren).

1989 zusammen an der Entwicklung des sogenannten Europareaktors EPR (European Pressurised Water Reactor). Ausgangspunkt der Forschungsaktivitäten war die nach den Kernkraftwerksunfällen Three Mile Island (Harrisburg) und Tschernobyl entstandene Forderung, eine zweite Generation von Kraftwerken mit einem sogenannten »Forgiving-Reactor« zu entwickeln. Mit dem Europareaktor sollen das bewährte Präventivkonzept weiterentwickelt und neue Sicherheitsstandards realisiert werden, so daß Common Cause-Ausfälle verhindert und die Auswirkungen von möglichen Reaktorunfällen auf das Gelände des Kernkraftwerks beschränkt werden können. Die durch zusätzliche Sicherheitstechnik steigenden Baukosten sollen durch eine mit der Ausweitung der Reaktorleistung auf 1 400 bis 1 500 MWe steigende Wirtschaftlichkeit zumindest kompensiert werden. Außerdem soll mit dem EPR ein höherer thermischer Wirkungsgrad und eine bessere Brennstoffausnutzung erreicht werden, um die spezifischen Stromerzeugungskosten zu reduzieren.

neue Sicherheitsstandards

4.4.2 Die Kernkraftwirtschaft in Deutschland

Nachdem die Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1955 ihre Souveränität durch Beendigung des Besatzungsregimes weitestgehend zurückerhalten hatte, entfiel damit auch das Verbot der friedlichen Kernenergienutzung. So wurde im August 1955 das *Bundesministerium für Atomfragen* eingerichtet und Anfang 1956 die deutsche *Atomkommission* aufgebaut. Die allgemeinen Bestrebungen gingen dahin, auch für die Investitionsentscheidungen im Bereich der Nuklearindustrie die marktwirtschaftlichen Regeln gelten zu lassen. Die Energieversorgungsunternehmen, die Reaktorbauindustrie und die Brennstoffwirtschaft sollten eigenverantwortlich handeln. Die Aufgabe des Staates bestand lediglich in der Gewährung finanzieller Hilfen und der Entwicklungsförderung durch seine Forschungseinrichtungen, um Anschluß an die auf diesem Sektor führenden Staaten – USA, Großbritannien und Frankreich – zu gewinnen.

Bundesministerium für Atomfragen

Versuchsatomkraftwerk VAK Kahl

Biblis A,B Gundremmingen B,C

Konvoi-Konzept

Der großtechnische Einsatz der Kernenergie begann in Deutschland im Juni 1961 mit der Netzsynchronisation des Versuchsatomkraftwerks Kahl, eines 16 MWe Siedewasserreaktors. Mit dem Baubeginn der 300 MWe Demonstrationsanlagen Gundremmingen A, Obrigheim und Lingen erfolgte der endgültige Durchbruch der Leichtwasserreaktorlinie. Die Errichtung der Kernkraftwerke Biblis A und B sowie Gundremmingen B und C sollte eine Standardisierung der großen Druck- bzw. Siedewasserreaktoren ermöglichen. Der durch die Doppelblockbauweise erhoffte Kostendegressionseffekt blieb allerdings aus, da aufgrund der zunehmenden Sicherheitsanforderungen immer mehr Systeme und Einrichtungen blockbezogen auszurichten und zu installieren waren. Die Kernkraftwirtschaft entwickelte daraufhin das *Konvoikonzept*. Die Konstruktion zeichnungsgleicher Einheiten vereinfachte das Begutachtungs- und Genehmigungsprozedere und verringerte die Zahl der Teilerrichtungsgenehmigungen sowie die Bauzeiten.

Kosten eines Leichtwasser-Kernkraftwerks

Für ein solches Konvoi-Kernkraftwerk bezifferte die VDEW[17] den Bruttoanlagenpreis eines 1990 in Betrieb gehenden Leichtwasser-Kernkraftwerksblocks mit 1 258 MWe (netto) auf 4,2 Mrd. DM (Preisstand 1. Januar 1984). Unter Zugrundelegung einer Bauzeit von sechs Jahren, einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren und eines Kalkulationszinsfußes von 7,5 % p.a. errechnen sich daraus spezifische Investitionsausgaben in Höhe von 3 343 DM/kW(netto). Bei Berücksichtigung aller Investitions-, Brennstoffkreislauf-, Betriebs- und Unterhaltungsausgaben sowie der Steuern und Zinsen beträgt der Ausgabenbarwert bei einer Inflationsrate von 3 % p.a. rund 11 Mrd. DM (Preisstand 1. Januar 1991). Dies beinhaltet sämtliche mit dem Projekt verbundenen Kosten, einschließlich Stillegung und Abriß, wofür 10 % der Investitionsausgaben veranschlagt wurden.

Tabelle 4.18: Aufteilung der Stromerzeugungskosten und der Brennstoffkreislaufkosten bei 7 000 Vollaststunden p.a. und 20 Jahren Abschreibungsdauer

Stromerzeugungskosten Kernkraftwerk

Kostenart Kernkraftwerk	Anteil %	Kostenart Brennstoffkreislauf	Anteil %
1. Feste Kosten	77,6		
Kapitaldienst	47,2		
Steuern	16,0		
Betrieb	12,8		
Stillegung	1,6		
		Natururan	18,1
2. Variable Kosten	22,4	Konversion	1,9
Brennstoffkreislauf	21,3	Anreicherung	27,9
Sonstige Kosten	1,1	Brennelemente-Herstellung	10,2
		Entsorgung	41,9

[17] VDEW-Studie: *Stromerzeugungskostenvergleich 1990 in Betrieb gehender großer Kern- und Steinkohle-Kraftwerksblöcke.*

Die Stromerzeugungskosten teilen sich bei einer Jahresbetriebszeit von 7 000 Vollaststunden p.a. und 20jähriger Abschreibungsdauer wie in Tabelle 4.18 angegeben auf, wobei die prozentuale Aufteilung der Brennstoffkreislaufkosten ebenfalls in der Tabelle wiedergegeben ist.

Stromerzeugungskosten

Anhand der Tabelle 4.18 läßt sich auch erkennen, daß die Wiederaufarbeitungs- und Entsorgungskosten einen Anteil von weniger als 9 % an den gesamten Stromerzeugungskosten des Kernkraftwerks haben. Demgemäß ergeben sich aufgrund eventuell eintretender überproportionaler Verteuerungen in diesem Bereich nur geringfügige Auswirkungen auf die Gesamt-Kostensituation und somit auch auf die Stromerzeugungskosten.

Thorium-Hochtemperaturreaktor THTR

Einstellung des Projekts SNR-300

Neben dem Einsatz von Leichtwasserreaktoren wurden auch Versuchsanlagen und industrielle Prototypen für Hochtemperaturreaktoren (HTR) sowie Schnelle Natriumgekühlte Brutreaktoren (SNR) errichtet. Am 16. August 1989 verfügte die nordrhein-westfälische Landesregierung jedoch die Stillegung des Thorium-Hochtemperaturreaktors (THTR) in Hamm Uentrop. Knapp zwei Jahre später entschied der damalige Bundesforschungsminister H. Riesenhuber zusammen mit der beteiligten Industrie, die Tätigkeiten am Schnellen Brüter in Kalkar einzustellen, da nicht zu erwarten war, daß die nordrhein-westfälische Landesregierung eine Genehmigung zur Inbetriebnahme erteilen werde.

Seit 1955 haben sich auf dem Gebiet der Kernkraftwirtschaft Unternehmen bzw. Unternehmensgruppen wie AEG, BBC/Krupp, Deutsche Babcock, Gutehoffnungshütte, Interatom, MAN, Siemens-Schuckertwerke AG u.a. engagiert. Aufgrund steigender Kosten, abnehmender Akzeptanz in der Öffentlichkeit und veränderter Investitionsplanungen bei den Energieversorgungsunternehmen infolge sinkender Zuwachsraten beim Strombedarf, vollzog sich ein deutlicher Konzentrationsprozeß bei den Kernkraftwerksherstellern. Zur Zeit existieren nur noch folgende Unternehmen am Markt:

Siemens-KWU

Kooperation Siemens-Framatome

- *Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU*: Das Liefer- und Leistungsspektrum umfaßt Planung, Projektierung, in Teilbereichen Entwicklung und Fertigung, Lieferung und Errichtung von Kraftwerken, Anlagen und Systemen zur Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen, nuklearen und regenerativen Energien inkl. deren Versorgungs- und Entsorgungseinrichtungen.
- *Nuclear Power International (NPI)*: An diesem Unternehmen sind zu je 50 % die Siemens AG und die französische Framatome beteiligt. NPI übernimmt auf dem Drittmarkt den Vertrieb für schlüsselfertige Kernkraftwerke und koordiniert die Entwicklung des neuen Europareaktors.
- *ABB Reaktor GmbH*: Als Gesellschafter fungieren die ABB Mannheim mit 51 % und die ABB Zürich mit 49 %. Diese Gesellschaften sind aus der schwedischen ASEA und der schweizer BBC hervorgegangen. Zur Geschäftstätigkeit gehören technische Dienstleistungen und Ingenieurdienstleistungen, vor allem im Ausland. Ein weiteres Standbein ist die Umwelttechnik.

In Deutschland waren im Jahr 1994 19 Kernkraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von 21 663 MWe brutto in Betrieb, die ausschließlich von Siemens/KWU gebaut wurden und zwischen 1968 (Obrigheim) und 1989

(Neckar-2) ans Netz gingen. Der einzige in Deutschland von der ABB Reaktor GmbH errichtete Druckwasserreaktor am Standort Mülheim-Kärlich mußte am 9. September 1988 vorerst vom Netz genommen werden, nachdem die Rechtswirksamkeit der Betriebsgenehmigung angefochten wurde. Eine Übersicht über die Kernkraftwerke in Deutschland findet sich in Tabelle 4.9 auf Seite 370.

Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich

Die zwei in der ehemaligen DDR betriebenen Kernkraftwerke Greifswald und Rheinsberg mit einer installierten Leistung von 1 830 MWe wurden nach der Wiedervereinigung umgehend abgeschaltet, da eine sicherheitstechnische Nachrüstung dieser Reaktoren sowjetischer Bauart auf den in Deutschland geforderten Standard technisch zwar möglich erschien, jedoch kein Elektrizitätsversorgungsunternehmen bereit war, die mit einer solchen Nachrüstung verbundenen wirtschaftlichen und verfahrensmäßigen Risiken zu übernehmen. Die Kosten für den Abriß aller kontaminierten Teile in Greifswald und Rheinsberg werden in der DM-Eröffnungsbilanz der Abwicklungsgesellschaft Energiewerke Nord GmbH mit rund 5,4 Mrd. DM angegeben.

WWER-Kraftwerke Greifswald

Die Bereitschaft der deutschen Industrie, in die Kernenergieforschung und -nutzung zu investieren, wird in Deutschland in stärkerem Maße als in anderen Industrienationen durch die politische Diskussion bestimmt. Die emotionsgeladene Debatte nach dem Kernkraftwerksunfall in Tschernobyl bewegte die SPD anläßlich ihres Parteitages im Jahr 1986, einen Ausstieg aus der Kernenergie in Zehn-Jahres-Frist zu beschließen. Der hieraus resultierende »ausstiegsorientierte Gesetzesvollzug« in den SPD-geführten Bundesländern bewirkte eine tiefe Verunsicherung bei Kraftwerksherstellern und Elektrizitätserzeugern über die zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten der Kernenergie am Standort Deutschland.

Ausstiegsbeschluß der SPD

Zu Beginn des Jahres 1993 begannen auf Initiative der Bundesregierung Verhandlungen zur Erreichung eines parteiübergreifenden Energiekonsenses, um einerseits einen geordneten Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerkskapazitäten zu gewährleisten und andererseits eine belastbare Zukunftsoption für die weitere Kernenergienutzung festzuschreiben. Diese Gespräche mußten im Herbst 1993 ergebnislos abgebrochen werden. Sie wurden zwar im März 1995 wiederaufgenommen, scheiterten aber drei Monate später endgültig (s. Kapitel 7.6).

Konsensgespräche

Als Reaktion auf das Scheitern im Herbst 1993 legte die Bundesregierung Ende 1993 den Entwurf eines Artikelgesetzes zur Sicherung des Einsatzes von Steinkohle in der Verstromung und zur Änderung des Atomgesetzes und des Stromeinspeisungsgesetzes vor, das im Sommer 1994 verabschiedet wurde. Der atomrechtliche Teil der Gesetzesinitiative beinhaltet, daß die *Direkte Endlagerung* als gleichrangiger Entsorgungsweg zugelassen wird. Das Atomgesetz ist entsprechend zu ändern, um den Betreibern von Kernkraftwerken neben der Wiederaufarbeitung eine weitere Entsorgungsoption zu öffnen.

Direkte Endlagerung

Mit dem Artikelgesetz werden außerdem zusätzliche Sicherheitsziele zur drittschützenden Gefahrenabwehr für neue Kernkraftwerke als Genehmi-

Artikelgesetz

gungsbedingung vorgeschrieben, um dem fortschreitenden Stand von Wissenschaft und Technik zu entsprechen. Bei jedwedem annehmbaren Unfall soll gewährleistet sein, »... daß es nicht zu Freisetzungen kommen wird, die einschneidende Maßnahmen zum Schutz vor einer schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen, wie eine Evakuierung, erforderlich machen.«[18] Mit den atomrechtlichen Änderungen sollte der politische Wille signalisiert werden, an der Kernenergienutzung am Standort Deutschland festzuhalten. Die entsprechenden Ausführungen im Artikelgesetz reichen jedoch nicht aus, um einen ungestörten Weiterbetrieb der existierenden Kernkraftwerke zu gewährleisten und der Herstellerindustrie die erforderliche Investitionssicherheit zu geben, denn die Schwierigkeiten liegen in erster Linie in Vollzugsdefiziten auf Länderebene begründet. Entsprechend kann ein Abbau der Defizite nur durch Verhaltensänderungen der Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden sowie durch die Streichung bzw. die Straffung des untergesetzlichen Regelwerks erreicht werden.

4.4.3 Die Kernkraftwirtschaft in den USA

USA

Ende der 50er Jahre hatte die friedliche Nutzung der Kernenergie mit Inbetriebnahme eines ersten Prototyps mit Leichtwasserreaktortechnik ihren Ursprung in den USA. Schon 1963 boten General Electric und Westinghouse schlüsselfertige Leichtwasser-Kernkraftwerke an. Kurze Zeit später traten Babcock & Wilcox Co. und die Combustion Engineering als weitere Anbieter von Druckwasserreaktoren hinzu. Zumindest bis Mitte der 70er Jahre wurde die weltweite Entwicklung der Kerntechnik im wesentlichen durch die amerikanische Reaktortechnik dominiert. 1993 wurden 22 % des US-amerikanischen Elektrizitätsbedarfs durch insgesamt 109 Kernkraftwerke gedeckt. Über die Hälfte dieser Reaktoren wurden von dem weltweit führenden Hersteller von Kernkraftwerken Westinghouse errichtet. Weitere 37 der in Betrieb befindlichen Kraftwerksblöcke wurden von General Electric, 15 von Combustion Engineering und 7 von Babock & Wilcox gebaut. 8 neue Kernkraftwerke befinden sich gegenwärtig im Bau, wobei die Fertigstellung der Kernkraftwerksblöcke Bellefonte I und II nach wie vor unklar ist. Für beide Kraftwerksblöcke wurde Mitte 1988 ein Baustopp verfügt, nachdem aufgrund nach unten korrigierter Strombedarfsprognosen zunächst keine Notwendigkeit für die Inbetriebnahme neuer Kraftwerkskapazitäten bestand. Es wird jetzt erwogen, beide Bellefonte-Reaktoren auf Erdgasfeuerung umzurüsten. Voraussichtlich im Frühjahr 1995 wird der Reaktor Wats Bar I, Tennessee, nach dann insgesamt 22jähriger Bauzeit in Betrieb gehen. Einzelheiten über die 8 in den USA in Bau befindlichen Kernkraftwerke zeigt Tabelle 4.19.

amerikanische Reaktortechnik

Bereits seit 1978 wurde kein neues Kernkraftwerk in Auftrag gegeben. Für den rückläufigen Auftragseingang war nicht nur der Reaktorunfall in Three Miles Island (Harrisburg) im Jahr 1979 verantwortlich. Vielmehr zeigten sich hier die gleichen Probleme, die auch bei anderen kernenergie-

TMI-Unfall

[18] Bundesgesetzblatt 1994, Teil I, Nr. 46 vom 28. 7. 1994, S. 1618 ff.

Tabelle 4.19: In Bau befindliche Kernkraftwerke in den USA (Stand 1994)

Kernkraftwerksblöcke in Bau	Auftrags-erteilung	Auftrag-geber	Standort/ Staat	Hersteller	Typ	Brutto-leistung MWe
Bellefonte Nuclear Plant, Unit 1	1970	TVA[a]	Scottsboro/Ala.[b]	Babcock & Wilcox	DWR	1 263
Bellefonte Nuclear Plant, Unit 2	1970	TVA[a]	Scotssboro/Ala.[b]	Babcock & Wilcox	DWR	1 263
Comanche Peak Steam Electric Station, Unit 2		TUG[c]	Glen Rose/Tex.[d]	Westinghouse	DWR	1 150
Perry Nuclear Power Plant, Unit 2	1972	CEI[e]	Perry/O.[f]	General Electric	SWR	1 250
Washington Nuclear Project, Unit 1	1972	WPPSS[g]	Richland/Wash.[h]	Babcock & Wilcox	DWR	1 340
Washington Nuclear Projekt, Unit 3	1973	WPPSS[g]	Satsop/Wash.[h]	Combustion Engineering	DWR	1 316
Watts Bar Nuclear Plant, Unit 1	1970	TVA[a]	Spring City/Tenn.[i]	Westinghouse	DWR	1 165
Watts Bar Nuclear Plant, Unit 2		TVA[a]	Spring City/Tenn.[i]	Westinghouse	DWR	1 165

[a] TVA = Tennessee Valley Authority.
[b] Ala. = Alabama.
[c] TUG = Texas Utilities Generating Co.
[d] Tex. = Texas.
[e] CEI = Cleveland Electric Illuminating Co.
[f] O. = Ohio.
[g] WPPSS = Washington Public Power Supply System.
[h] Wash. = Washington.
[i] Tenn. = Tennessee.

intensiven Staaten anzutreffen sind: langwierige und kostenintensive Genehmigungsverfahren, rasant steigende Baukosten, rückläufige Strombedarfszuwachsraten und zunehmende Akzeptanzprobleme. Darüber hinaus wirkten sich auch die günstig zu erschließenden und abzubauenden Primärenergieträger-Vorkommen in den USA negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Kernenergiestroms aus.

Mit der seit Anfang 1993 im Amt befindlichen Clinton-Administration hat die staatliche Kernenergieförderung einen merklichen Einbruch erlebt. Hinsichtlich der laufenden Kernkraftwerke soll es jedoch keinerlei Einschnitte geben. Im Gegenteil: Es wird überlegt, die von der Nuclear Regulatory Commission erteilten 40jährigen Betriebsführungslizenzen für die laufenden Kernkraftwerke auf 60 Jahre zu verlängern.

Verlängerung der Nutzungsdauer

Aufgrund des frühen Eintritts in die Kernenergienutzung werden bereits im Jahr 2000 36 % der in den USA betriebenen Grundlastkernkraftwerke eine Betriebsnutzungsdauer von 30 Jahren erreicht bzw. überschritten haben. Beim Neubau von Kernkraftwerken setzt das US-Department of Energy sowie die amerikanische Elektrizitätswirtschaft auf den von General Electric fortentwickelten Siedewasserreaktor (ABWR) mit einer Leistung von 1 300 MWe sowie auf den von Westinghouse angebotenen Druckwasserreaktor AP-600, mit einer Leistung von 600 MWe. In einem 5jährigen Forschungsprogramm wird an der sicherheitstechnischen Auslegung gearbeitet, damit die erforderliche Typenbewilligung der Nuclear Regulatory Commission erreicht werden kann.

fortgeschrittene Leichwasserreaktoren

4.4.4 Die Kernkraftwirtschaft in Frankreich

Frankreich

Im Jahr 1994 waren in Frankreich 56 Kernkraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von insgesamt 58 800 MWe in Betrieb. Damit betrug der Kernenergieanteil an der Gesamtstromerzeugung 78 %. Die Verfügbarkeit der Druckwasserreaktoren lag 1993 bei rund 81 %. Eine Zusammenfassung zeigt Tabelle 4.20.

Kernkraftwerke in Frankreich

Tabelle 4.20: Kernkraftwerksblöcke und installierte Leistung in Frankreich (Stand 1994)

Anzahl der Blöcke	Typ	Leistung pro Block MWe	Leistung gesamt MWe
34	DWR	900	30 770
20	DWR	1 300	26 370
2	SNR[a]		1 500

[a] Die beiden SNR (Schnelle Natriumgekühlte Reaktoren) sind Phénix (250 MWe) und Superphénix (1 250 MWe).

1975 wurde die Kernenergieindustrie in Frankreich unter staatlicher Regie umgestaltet, um eine möglichst weitgehende technische und ökonomische Unabhängigkeit zu gewährleisten. Dabei wurde die Konstruktion von Turbogeneratoren der Firma Alsthom-Atlantique und die Herstellung von

Kernkraftwerken der Framatome übertragen. Das CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique) kaufte die Anteile der Westinghouse an Framatome auf, um die technologische Entwicklung kontrollieren zu können. Damit ruht die französische Elektrizitäts- und Kernenergiewirtschaft grundsätzlich auf drei Säulen: Électricité de France (EdF) – Framatome/Alsthom-Atlantique – CEA.

CEA

Der EdF obliegt, Planung, Bau und Betrieb ihrer Kraftwerke. Sie ist sowohl Eigentümer, Betreiber wie auch Projektmanager. Neben der Elektrizitätserzeugung hat die EdF auch die Verantwortung für Sicherheit und Qualität der Kraftwerke. Im Jahr 1993 wuchs der Umsatz der EdF um rund 3,5 % auf 183,6 Mrd. Franc. Das Staatsunternehmen erzeugt 90 % und verteilt etwa 96 % der französischen Elektrizität.

EdF

Alleiniger Hersteller von Leichtwasserreaktoren in Frankreich ist Framatome. Trotz gewisser Privatisierungsbestrebungen bleibt das Unternehmen Staatskonzern, obwohl Privatisierungserlöse von umgerechnet 3,5 Mrd. DM errechnet wurden. Alsthom-Atlantique ist einziger Produzent von Turbogeneratoren und zugleich größter Konstrukteur und Hersteller von elektrotechnischen Kraftwerksausrüstungen in Frankreich. Damit besteht auch im Zulieferbereich für Kernkraftwerke eine starke Konzentration. Die ursprünglichen Aktivitäten des CEA lagen auf den Gebieten der Uran-Prospektion und -förderung sowie der Inbetriebnahme der ersten Forschungseinrichtungen und Reaktoren. Das CEA übt beherrschenden Einfluß auf den Brennstoffzyklus aus. Die Compagnie Général des Matières Nucléaire (COGEMA), eine hundertprozentige Tochter des CEA, kontrolliert die Uranproduktion und führt die Wiederaufarbeitung durch. An der Konversion ist die COGEMA mit 49 % und an der Anreicherungsanlage Eurodif mit 51,3 % beteiligt.

Framatome

COGEMA

Eurodif

Die Erstellung von Leichtwasserreaktorbrennelementen unterliegt der Verantwortung der Fragema, einer gemeinsamen Tochter der Tochter COGEMA und Framatome. Während die COGEMA seit 1976 für den Prozeß des Brennstoffkreislaufes direkt verantwortlich ist, liegt die Haupttätigkeit des CEA weiterhin bei der Exploration. Das CEA beliefert die EdF mit den für die Kernenergie notwendigen Betriebsmitteln, d.h. mit dem Natururan, ohne das Eigentumsrecht an ihnen zu verlieren. Anschließend übernimmt es die abgebrannten Brennelemente, um sie in den eigenen Anlagen wiederaufzuarbeiten. Die EdF ist aber nicht gesetzlich verpflichtet, ihren Brennstoff von dem CEA zu beziehen.

Fragema

Ein weiterer Aufgabenschwerpunkt des CEA liegt in der Kernenergieforschung und -entwicklung. Ferner arbeitet das CEA eng mit den Benutzern, im wesentlich mit der EdF, aber auch mit der Privatindustrie zusammen. Die EdF hat unter anderem die Entwicklung der Druckwasserreaktorlinie finanziell mitgefördert.

Die Entwicklung und Herstellung von fortgeschrittenen Reaktoren wie dem Superphénix unterliegt der Verantwortung der Novatome. An ihr sind mit 51 % die Framatome, mit 34 % das CEA und mit 15 % die Alsthom beteiligt. Auch hier kann eine deutliche Konzentration festgestellt werden. Der Superphénix war im Jahr 1990 nach einer elektrischen Störung

Novatome

Superphénix

am Generator abgeschaltet worden. Im Februar 1994 wurde durch den französischen Premierminister die Absicht zu einem Wiederanfahren des Superphénix erklärt, was schließlich am 4. August 1994 erfolgte. Die Anlage wird jedoch zukünftig als Forschungs- und Demonstrationseinrichtung genutzt.

4.4.5 Die Kernkraftwirtschaft in Japan

Japan

Mit der Ratifizierung der Atomenergie-Grundakte im Jahr 1955 begann in Japan der Aufbau der Kernenergienutzung auf der Basis staatlicher Entwicklungsprogramme. Elf Jahre später ging in Japan das erste kommerzielle Kernkraftwerk Tokai 1 mit einem Gas-gekühlten und Graphit-moderierten Reaktor mit einer Leistung von 159 MWe ans Netz.

japanische LWR

MITI

1994 befanden sich in Japan 47 Kernkraftwerke mit einer Bruttoleistung von 38 541 MWe in Betrieb. Weitere 7 Anlagen mit einer Kapazität von rund 7 000 MWe befinden sich derzeit im Bau. Nachdem 1993 jeweils zwei neue Druck- und Siedewasserreaktoren ihren Betrieb aufnahmen, erreichte die Stromerzeugung aus Kernenergie mit einem Anteil von 31,2 % an der Gesamtstromproduktion ihren bisherigen Höchststand. Im September 1994 verabschiedete die Japanische Regierung auf Vorschlag des Japanischen Ministeriums für Internationalen Handel und Industrie (MITI) die Zielsetzung, 17 zusätzliche 1 300 MWe-Kernkraftwerksblöcke bis zum Jahr 2010 in Betrieb zu nehmen, so daß sich die Kernkraftwerkskapazitäten im Jahr 2010 voraussichtlich auf insgesamt 70 500 MWe summieren werden.

Reaktorhersteller in Japan

Tabelle 4.21: Reaktorhersteller und deren Marktanteile in Japan

	Hitachi Ltd.		Toshiba Corp.		Mitsubishi Heavy Ind.		General Electric		Westing-house Corp.		Konsortien[a]		Gesamt	
	B[b]	MWe	B	MWe	B	MWe	B	MWe	B	MWe	B	MWe	B	MWe
in Betrieb	7	5 904	11	10 072	17	13 780	6	3 967	4	3 516	2	1 302	47	38 541
in Bau	1	1 100	-	—	1	2 070	-	—	1	825	4	2 992	7	6 987
Insgesamt	8	7 004	13	10 072	18	15 850	6	3 967	5	4 341	6	4 294	54	45 528

[a] Hierunter fallen auch der im Betrieb befindliche 148 MWe-thermische-Reaktor Fugen, der von einem Konsortium aus den Firmen Hitachi Ltd., Mitsubishi Heavy Ind., Sumitomo Heavy Ind. und Fuji Electric gebaut wurde sowie der 280 MWe Schnelle-Brutreaktor MONJU, für dessen Reaktor die Unternehmen Toshiha Corp., Hitachi Ltd., Mitsubushi Heavy Ind. und Fuji verantwortlich waren.

[b] B = Anzahl der Reaktorblöcke.

Den japanischen Kernkraftwerksmarkt teilen sich im wesentlichen die drei heimischen Anbieter Hitachi Ltd., Mitsubishi Heavy Industries und Toshiba Corporation. Eine genaue Aufstellung ist in Tabelle 4.21 wiedergegeben.

fortschrittlicher DWR

innovativer SWR

Zehn der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke Japans wurden von den amerikanischen Herstellern Westinghouse und General Electric erstellt. Der Bau von vier der sieben neuen Reaktoren wird im Rahmen von *joint ventures* der japanischen Anbieter bzw. in japanisch-amerikanischer Zusammenarbeit durchgeführt. Mitsubishi Heavy Industries und die US-amerikanische Westinghouse Corp. entwickeln in Kooperation mit den Elektrizitätserzeugern einen fortschrittlichen Druckwasserreaktor. Hitachi, Toshiba und General Electric engagieren sich zusammen mit den Elektrizitätsversorgern bei der Forschung und Entwicklung eines innovativen Siedewasserreaktors.

Mit der Schnellbrüter-Technologie läßt sich im Vergleich zu den gängigen Leichtwasserreaktoren eine erheblich bessere Uranausnutzung erreichen. Angesichts der Knappheit der japanischen Energievorräte wird dem Schnellen Brüter deshalb eine besondere energiepolitische Bedeutung beigemessen. Nach 10jähriger Vorplanungszeit und weiteren 10 Jahren Bauzeit mit verschiedenen technischen Verzögerungen wird der 280 MWe-Prototyp MONJU voraussichtlich Mitte 1995 in Netzsynchronisation gehen. Der Brüterbau wird in Zusammenarbeit der drei großen japanischen KKW-Hersteller sowie des Fuji-Konzerns realisiert.

Schnelle Brüter

MONJU

Die Forschungsaktivitäten zur friedlichen Kernenergienutzung werden von nahezu allen politischen Kräften gemeinsam getragen und mit großem finanziellen Engagement des Staates gefördert. Mit rd. 380 Mrd. Yen entfielen im Jahr 1991 45 % der japanischen Energieforschungsausgaben auf die Kernenergie. Sämtliche F&E-Aktivitäten sowie die langfristige Einsatzplanung zur Kernenergienutzung werden durch die im Jahr 1955 gegründete Kernenergie-Kommission (KeKo) beschlossen und koordiniert. In diesem Zusammenhang ist auch die konsequente Verfolgung des Ziels eines geschlossenen Brennstoffkreislaufs in Japan mit der Errichtung aller dafür erforderlicher Anlagen erwähnenswert.

Ausgaben für Energieforschung

Brennstoffkreislaufanlagen in Japan

4.4.6 Die Kernkraftwirtschaft in Rußland

Die Kernkraftwirtschaft in Rußland befindet sich seit dem Zerfall der Sowjetunion in einer Umstrukturierungsphase. Die Kernenergiewirtschaft soll in drei Etappen weiterentwickelt werden: Bis zum Jahr 2000 sollen ältere Kernkraftwerke auslaufen und eine neue Generation von Reaktoren entwickelt werden. Bei erfolgreichem Abschluß der Entwicklungs- und Planungsphase ist vorgesehen, die neuen Reaktoren bis zum Jahr 2010 zu bauen und in Betrieb zu nehmen. In der dritten Phase, nach dem Jahr 2010, soll die installierte Leistung der Kernkraftwerksblöcke mit neuen Reaktoren deutlich ansteigen.

Rußland

neue Generation Kernkraftwerke

13 Kernkraftwerksblöcke werden in Rußland mit WWER-Reaktoren betrieben (Druckwasserreaktoren sowjetischer Bauart). Untersuchungen der deutschen Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) kamen im Auftrage der Bundesregierung bei ihren Sicherheitsanalysen zu dem Ergebnis, daß Kernkraftwerksblöcke vom Typ WWER-440/W-230 unter deutschen Sicherheitsaspekten nicht nachrüstbar sind. Die Kernkraftwerke der Typen WWER-440/W-213 und WWER-1000 könnten jedoch durch Nachrüstmaßnahmen grundsätzlich auf einen den internationalen Sicherheitsanforderungen entsprechenden Stand gebracht werden. In Teilbereichen kann jedoch keine volle Übereinstimmung mit bestehenden deutschen Sicherheitsanforderungen erreicht werden. Für die elf in Betrieb befindlichen Reaktoren vom Typ RBMK (Leichtwasser-Graphit-Druckröhrenreaktor) werden auf internationaler Ebene derzeit Sicherheitsbewertungen erarbeitet. Die Bundesregierung vertritt nach ersten vorliegenden Erkenntnissen die Auffassung, daß Reaktoren dieses Typs nicht den international üblichen Mindestanforderungen an die kerntechnische Sicherheit genügen. Für

WWER-Reaktoren

RBMK-Reaktoren

Verbesserung der Sicherheit

den Zeitraum 1993 bis 1995 wurden vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) jeweils 21 Mio. DM an den EU-Fonds für technische Hilfe gezahlt, aus dem Maßnahmen zur Erhöhung der Sicherheit russischer Kernkraftwerke finanziert werden. Die Mittel fließen an westliche Unternehmen, die Sachleistungen und technisches Know-how zur Verfügung stellen.

Modernisierung, Wirkungsgradverbesserung

Im April 1994 hat Westinghouse mit dem russischen Atomenergieministerium eine Vereinbarung über die Modernisierung und Wirkungsgradverbesserung russischer kerntechnischer Anlagen getroffen. Davon betroffen sind alle 29 in Betrieb befindlichen Kernkraftwerksblöcke mit einer Bruttoleistung von 21 242 MWe sowie die 6 im Bau befindlichen kerntechnischen Anlagen mit einer Bruttoleistung von 5 600 MWe.

4.4.7 Die Kernkraftwirtschaft in Großbritannien

Calder Hall

Magnox-Reaktoren

AGR-Reaktoren

Sizewell-B DWR

Das erste kommerzielle Kernkraftwerk der Welt wurde im Jahr 1956 in Calder Hall (Cumbria) in Betrieb genommen. 1994 hatten die 28 in Großbritannien in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke mit 34 Leistungsreaktoren eine installierte Leistung von rund 14 000 MWe. Damit hat die Kernenergie einen Anteil von rund 26 % an der Stromerzeugung. Bei den in Betrieb befindlichen Reaktortypen handelt es sich um 20 Gas-Graphit-Reaktoren (Magnox-Reactors) und 14 fortgeschrittene gasgekühlte Reaktoren (Advanced Gas-cooled Reactors). Die Bauarbeiten für den neuen 1 200 MWe-Kernkraftwerksblock Sizewell-B konnten mittlerweile abgeschlossen werden. Dieser Druckwasserreaktor wurde in Zusammenarbeit der britischen National Nuclear Corp. mit dem amerikanischen Westinghouse-Konzern errichtet.

Electricity Act

Im Jahr 1989 wurden im Rahmen des britischen Privatisierungsprogramms für den staatlichen Central Electricity Generating Board (CEGB) die Kernkraftwerke in England und Wales in die neugegründete und ebenfalls staatliche Nuclear Electric (NE) eingebracht. Außerdem beschloß die Regierung ein Moratorium über den Bau weiterer Kernkraftwerke, lediglich Sizewell-B sollte fertiggestellt werden. Drei weitere Druckwasserreaktoren waren zu dieser Zeit in Planung. Für das Jahr 1994 sah der Regierungsbeschluß eine Überprüfung der Zukunft der Kerntechnik vor.

BNFL

Nach Auffassung der britischen Regierung sollen die betroffenen Elektrizitätsunternehmen und die kerntechnische Industrie im Rahmen der Überprüfung den Nachweis der Wettbewerbsfähigkeit bei Beibehaltung der hohen Sicherheitsstandards und des Umweltschutzes erbringen. Analysiert werden sollen die Zukunftsaussichten der Kernenergie in Großbritannien und die Akzeptanz neuer Kernkraftwerke unter wirtschaftlichen Aspekten. In einer Vorprüfungsphase konnte die NE gemeinsam mit Scottish Nuclear, British Nuclear Fuels (BNFL) und Atomic Energy Authority (AEA) einen positiven Zwischenbescheid erbringen. So haben NE und Scottish Nuclear die ausgewiesenen Kosten seit ihrer Gründung 1990 nahezu halbieren können. Die Einsparungen resultieren jedoch größtenteils aus einer nachhaltigen Rückführung der F&E-Aktivitäten.

4.5 Staatliche Aufwendungen für die Kernenergieforschung

Bearbeitet von Siegfried Jacke

4.5.1 Reaktorförderung in den Atom- und Energieforschungsprogrammen der Bundesregierung

4.5.1.1 Die staatlichen Kernenergie-Förderprogramme

Bundesförderung Kernenergie

Seit dem 1. Atomprogramm, das 1956 angelaufen ist, sind für die Entwicklung der Kernenergie (ohne die Fusionsforschung) bis 1993 aus Mitteln des Bundes etwa 28 Mrd. DM aufgewendet worden (siehe Tabelle 4.22). Davon entfielen auf die Entwicklung der heute genutzten Nukleartechniken (Leichtwassereaktoren, Brennstoffkreislauf, nukleare Sicherheit), d.h. ohne die fortgeschrittenen Reaktorlinien des Hochtemperatur- und Schnellen Brutreaktors, rund 13 Mrd. DM mit einem Projektförderanteil von 8 Mrd. DM. Für die Entwicklung der Fusionstechnologien werden gegenwärtig jährlich etwa 220 Mio. DM aufgewendet. Die bisherigen Gesamtaufwendungen beliefen sich auf 3,3 Mrd. DM bis 1993 einschließlich.

Tabelle 4.22: Staatliche Förderung der Kernforschung in der Bundesrepublik Deutschland

Förderungsbereich	Atomprogramme 1–4 1956–1976	1. Programm 1977–1980	2. Programm 1981–1989	3. Programm 1990–1993[a]	Summe bis 1993 einschl.
	Alle Werte in Mio. DM				
LWR einschl. Vorläufer u. Forschungsreaktoren	453,3	1,4	32,8	—	487,5
Brennstoffkreislauf[b]	1 787,1	887,4	1 904,1	511,8	5 090,4
Nukleare Sicherheit	291,5	389,1	1 215,8	574,2	2 470,6
Zwischensumme	2 531,9	1 277,9	3 152,7	1 086,0	8 048,5
SBR	1 157,9	752,1	2 745,6	121,8	4 777,4
HTR	742,4	593,4	1 656,6	45,8	3 038,2
Zwischensumme	1 900,3	1 345,5	4 402,2	167,6	7 815,6
Großforschung	3 458,9	1 847,7	3 674,5	1 332,2	10 313,3
andere Bundesressorts	130,6	115,0	297,4	155,0	698,0
Risikobeteiligung	36,3	143,7	192,0	712,0	1 084,0
Gesamt	8 058,0	4 729,8	11 718,8	3 452,8	27 959,4[a]

[a] Das 3. Programm Energieforschung und -technologie geht über 1993 hinaus.
[b] einschließlich des Beitrags zur IAEO.
Quelle: BMFT: *DAFIN-Datenbank*, Stand 01.01.1994.

die deutschen Atomprogramme

4.5.1.2 Umlage der staatlichen Förderung auf die Stromproduktion

Umlage der Forschungsausgaben

Der Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung betrug 1993 in der Bundesrepublik Deutschland 153,5 TWh. Geht man davon aus, daß bis zum Jahr 2000 etwa 2 500 TWh aus Kernenergie bereitgestellt sein werden, so ergibt sich bei einer staatlichen Förderung von bis dahin etwa 15 Mrd. DM

Tabelle 4.23: Staatliche Förderung der Energieforschung in Deutschland (Alte Bundesländer)

	1983	1987	1989	1990	1991	1992	1993
	...............Alle Werte in Mio. DM...............						
Heute genutzte Kernenergie	413,9	305,1	193,5	216,2	226,2	163,7	165,4
Hochtemperaturreaktoren	382,5	36,5	23,5	19,2	—	—	—
Brutreaktoren	384,5	62,9	87,5	67,1	48,9	6,8	—
Institutionelle Förderung der Kernspaltungsenergien	488,4	343,5	325,2	302,5	180,8	170,1	157,0
Fusion	142,7	194,9	188,8	192,5	197,6	219,1	219,7
Erneuerbare Energien: Projekte	142,2	114,1	139,7	171,5	196,8	214,1	200,0
Rationelle Energieverwendung: Projekte	108,9	59,9	69,5	73,0	79,2	72,7	85,5
Erneuerbare Energien und rationelle Energieverwendung: Institutionell	20,3	22,4	30,2	44,9	54,8	71,1	67,6
Kohle, Öl, Gas: Projekte	293,7	227,6	147,2	141,5	104,1	81,6	64,8
Kohle, Öl, Gas: Institutionell	19,2	9,4	9,4	11,0	8,2	16,0	25,9
Gesamt	2 394,3	1 376,3	1 214,5	1 239,4	1 096,6	1 015,2	985,9
Risikobeteiligung des Bundes für Kerntechnik	2,4	11,6	164,7	85,5	204,4	235,8	186,3

Quelle: BMFT: *DAFIN-Datenbank*, Stand 01.01.1994.

Aufwendungen für Energieforschung

ein Anteil an den Stromproduktionskosten von 0,6 Pf/kWh. Mit weiterer Nutzung der Kernenergie über das Jahr 2000 hinaus wird sich dieser Anteil weiter verringern und dann auch noch weniger die günstige Wettbewerbssituation der Kernenergie gegenüber anderen Energieträgern belasten.

Kostenvorteil der Kernenergie

Der Nutzen der Kernenergie-Entwicklung sowohl in betriebs- als auch in der volkswirtschaftlicher Hinsicht, der auf ein Vielfaches des staatlichen Mitteleinsatzes geschätzt wird, steht mithin außer Zweifel. Dies gilt auch dann, wenn die obige grobe Berechnung verfeinert wird.

4.5.1.3 Die staatliche Förderung bei unterschiedlichen technologischen Reifegraden

Förderung der erneuerbaren Energien

Die staatliche Förderung der Kernenergieentwicklung erreichte 1982 ihren absoluten Höhepunkt, um sich Ende der 80er Jahren allmählich zu verstetigen, wie dies aus Tabelle 4.23 hervorgeht. Aus der gleichen Tabelle wird ersichtlich, daß die staatliche Förderung der erneuerbaren Energien und der rationellen Energieverwendung bis 1992 ansteigt, wohingegen die Förderung der fossilen Energien fallende Tendenz zeigt.

Die verschiedenen Trends der Mitteleinsätze sind weitgehend mit dem forschungspolitischen Grundgedanken in Einklang zu bringen, daß der Staat vor allem Techniken fördert, deren Entwicklung zwar vom Potential her aussichtsreich, aber hinsichtlich der notwendigen Aufwendungen und Zeit für F&E – wenn überhaupt – nicht allein der Wirtschaft überlassen werden kann. Das bedeutet, daß am Anfang einer solchen Entwicklung der staatliche Förderanteil (Förderquote) relativ hoch ist; bei der Fusionsforschung ist er z.Z. praktisch 100 %. Bei weiterer Entwicklung tritt dann eine Phase des

Baus und Betriebs der Prototyp- und Demonstrationsanlagen ein, die bei komplexen Techniken wie der Kernenergie einen z.T. sehr hohen Mitteleinsatz erforderlich gemacht haben, der in zunehmendem Maße entsprechend der Marktnähe von der Wirtschaft getragen werden kann.

In diese Phase gelangten Anfang der 90er Jahre bei den erneuerbaren Energien die Windenergie mit dem 250 MW-Windprogramm sowie solarthermische Techniken mit dem Demonstrationsprogramm »Solarthermie 2000«. Dagegen ist bei der Photovoltaik (PV) trotz des »Bund-Länder-1 000-Dächer-Photovoltaik-Programms« noch eine längere Phase mit höherem Förderanteil staatlicher Stellen erforderlich, da die PV bis zur Wirtschaftlichkeit noch einer erfolgreichen Weiterentwicklung bedarf. In der Regel benötigen neue Techniken im Verlauf ihrer Entwicklung, wenn sie erfolgreich ist, mit wachsender Anwendungsnähe immer weniger staatliche Fördermittel. Schließlich ist dann weitere F&E Sache der Wirtschaft. Diese Phasen werden im großen und ganzen von allen Techniken, nicht nur dem Energiebereich, durchlaufen. Die Kernenergie stellt allerdings in einer Hinsicht insofern eine Besonderheit dar, als ein nicht zu vernachlässigender Anteil der Reaktor- und der Endlagersicherheitsforschung in hoheitlichem Interesse (sog. staatliche Vorsorgeforschung) liegt und in seinem Umfang von den verschiedenen Entwicklungs- und Reifephasen der Kerntechnikentwicklung relativ wenig beeinflußt wird.

1 000 Dächer-programm

4.5.1.4 Die staatliche Energieforschung der IEA-Länder

Obwohl bei jedem der OECD-Länder spezielle eigene Bedingungen für die Energieversorgung hinsichtlich eigener Ressourcen, der Bedarfsstruktur, der vorhandenen Techniken und Anlagen vorliegen, weisen die F&E-

Tabelle 4.24: Staatliche Aufwendungen zur Förderung von Energieforschung und -technologie der IEA-Länder

Förderungsbereich	1983	1987	1989	1990	1991	1992	1993[a]
	.......Alle Werte in Mrd. (1993) US-$).......						
Konventionelle KE	4,0	4,1	3,1	3,3	3,4	2,9	1,9
Brutreaktoren	2,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,7	0,2
Kontrollierte Kernfusion	1,4	1,2	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9
Erneuerbare Energien	1,0	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
Energiesparen	0,8	0,6	0,4	0,5	0,6	0,5	0,7
Sonstige nichtnukleare u. unterstützende Energien	1,0	1,0	1,3	1,1	1,3	1,2	1,3
Kohle	1,1	0,8	0,9	1,3	1,1	0,7	0,6
Öl und Gas	0,5	0,5	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Zusammen	11,9	9,8	8,6	9,1	9,1	8,0	6,7

[a] Vorläufige Werte.

Quelle: OECD: *Energy R&D Statistics in the IEA-Member Countries*, Paris 1995 (IEA/CERT (95)3).

Aufwendungen der IEA-Länder für Energieforschung

gleiche Trends bei Forschungsförderung

Politiken hinsichtlich der Förderung der verschiedenen Energietechniken in den Grundzügen gleiche Trends auf. Insbesondere in Deutschland zeigen die Budgetzahlen viele gemeinsame Merkmale mit der Förderung aller IEA-Länder zusammen, wie die kumulierten Mitteleinsätze für die einzelnen Jahre in Tabelle 4.24 zeigen.

So durchläuft die Förderung der konventionellen Kernenergie und der Schnellbrutreaktor-Entwicklung zwischen 1982 und 1985 ihren Höhepunkt, um sich dann auf einem niedrigeren Wert zu stabilisieren. Die kontrollierte Kernfusion ist seit 1980 mit nahezu konstantem Budget ausgestattet. Abweichende Trends zwischen der Förderung im IEA-Mittel und in Deutschland zeigen sich dagegen in zwei Fällen: Zum einen steigen in der IEA-Auflistung die Mittel für Kohle, Öl und Gas (d.h. vor allem Kohle) leicht an, während sie in Deutschland fallen, zum anderen zeigt sich bei den erneuerbaren Energien – in umgekehrter Richtung – bei leichtem Absinken in allen IEA-Ländern zusammen in Deutschland ein deutlicher Anstieg, der erst im Jahr 1992 seinen Höhepunkt überschreitet.

4.5.1.5 Die staatliche Förderung in einem sich erweiternden Markt

Mit einem Anteil an der Stromerzeugung von rd. 30 % steht fest, daß die Kernenergie einen bedeutenden Beitrag zu einer zuverlässigen und CO_2-freien Energieversorgung in Deutschland leistet und weiter leisten muß. Das gleiche gilt für den weiteren Rahmen der Europäischen Union.

Kernenergie-F&E

Die Kernenergie hat gezeigt, daß sie sich im Wettbewerb zu anderen Energieträgern im Rahmen eines sich zusehends liberalisierenden Marktes auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene behaupten kann. Die für die Selbsterhaltung und zur Zukunftsfestigung erforderliche F&E vermag sie heute weitgehend aus eigener Kraft aufzubringen. Das heißt nicht, daß sich der Staat aus der F&E zur Kernenergie verabschiedet. Unter 4.5.1.3 wurden Gründe für ein dauerndes Mindest-Engagement genannt. Der Staat wird sich darüber hinaus auch weiterhin vorbehalten, in sinnvoller Arbeitsteilung mit der im eigenen Interesse F&E-betreibenden Wirtschaft übergeordnete Interessen – etwa der Technologiepolitik und des Umweltschutzes – durch eigene Forschungsförderung zu verfolgen bzw. zu vervollständigen. Dies gilt natürlich nicht nur für die Kernenergie.

4.5.2 Aspekte internationaler Kooperation bei der Entwicklung von Reaktorlinien

internationale Zusammenarbeit

Verhältnis zur nationalen F&E

Der Nutzen internationaler Zusammenarbeit bei Forschung und Entwicklung (F&E) ist unbestritten. Internationale Zusammenarbeit ermöglicht rationelleren Einsatz der verfügbaren Kenntnisse, Kapazitäten und finanziellen Mittel. Sie ist aber in keinem Fall von der nationalen F&E unabhängig; vielmehr kommen ihr verschiedene Funktionen für die nationale F&E zu, wie im folgenden deutlich werden sollte.

4.5.2.1 Die Anteile der Mitgliedstaaten an den Energie-F&E-Ausgaben der EU

Die Mittelansätze für die einzelnen Jahre lassen in den EU- und weitgehend auch in allen OECD-Mitgliedsländern gleichartige Tendenzen erkennen: Die nationalen Gesamtetats für F&E weisen – wenn überhaupt – nur leichte Steigerungsraten aus. Lediglich der EU-Etat nimmt spürbarer zu. Dabei steigt der Anteil der EU-F&E-Mittel an den Gesamtausgaben aller 12 Mitgliedsländer (einschließlich des EU-Etats) auf 4,2 % im Jahr 1991 gegenüber 3,2 % im Jahr 1988.

F&E-Ausgaben Deutschlands

Im innereuropäischen Vergleich liegt der Anteil der F&E-Ausgaben Deutschlands auch nach der Vereinigung auf der gleichen Höhe wie 1988 (30,7 % gegenüber 30,5 %). Eine auffällige Veränderung des Anteils hat es lediglich bei Italien gegeben, und zwar einen Anstieg von 8,4 % im Jahr 1982 auf 17,1 % im Jahr 1991, wie Tabelle 4.25 aufweist. Liegt der Anteil der gesamten F&E-Ausgaben Deutschlands voll im europäischen Trend, so gilt dies auch für einzelne Förderbereiche der öffentlichen Ausgaben wie dem Energiebereich: Im EU-Mittel sinkt der Ansatz für Erzeugung und rationelle Verwendung von Energie von 8,3 % auf 6,0 % (siehe Tabelle 4.26), im nationalen Budget stehen sich 8 % (1988) und 6,5 % (1991) gegenüber.

Demonstrationsprogramme

Die sich über 1991 hinaus fortsetzende geringere Verminderung des gesamten nationalen Budgets resultiert aus dem Zuwachs der Ausgaben für F&E und Demonstration der erneuerbaren Energien, der infolge großer Demonstrationsprogramme (1 000-Dächer-Photovoltaik und 250 MW-Wind) in den Jahren 1988 bis 1992 deutlich zu Buche schlug.

Tabelle 4.25: Anteil der Mitgliedstaaten an den Gesamtausgaben der Europäischen Union für zivile Forschung und Entwicklung

Ausgaben der EU Mitgliedstaaten für zivile F&E

	1982	1988	1990	1991
	.... Alle Werte in %			
Deutschland	32,8	30,5	29,7	30,7
Frankreich	29,3	22,7	22,5	22,2
Italien	8,4	16,6	16,7	17,1
Niederlande	5,2	5,8	5,5	5,1
Belgien	2,4	2,1	2,3	2,2
Vereinigtes Königreich	20,2	12,2	11,2	10,4
Irland	0,2	0,3	0,4	0,3
Dänemark	1,2	2,5	2,2	2,0
Griechenland	0,3	0,4	0,4	0,4
Spanien	–	3,3	4,8	4,8
Portugal	–	0,4	0,5	0,6
EU	–	3,2	3,8	4,2
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0
Absolutsumme (Mrd. DM)	36,7	63,9	72,8	80,1

Quellen: *BMFT-Faktenbericht 1990*, Tabelle VI/26; *Bundesbericht Forschung 1993*, Tabelle VII/26.

Tabelle 4.26: Öffentliche Ausgaben der Europäischen Union für zivile F&E nach Zielen

Ausgaben der EU für F&E-Bereiche

F&E-Ziele	1982	1988	1990	1991
	.... Alle Werte in %			
Erforschung und Nutzung der irdischen Umwelt	2,7	2,7	2,7	2,7
Gestaltung der menschlichen Umwelt	3,8	5,0	4,8	5,1
Schutz und Förderung der menschlichen Gesundheit	6,9	4,9	5,4	5,2
Erzeugung, Verteilung und rationelle Nutzung der Energie	*15,4*	*8,3*	*6,5*	*6,0*
Landwirtschaftliche Produktivität und Technologie	5,1	4,8	4,6	5,0
Industrielle Produktivität und Technologie	14,7	17,8	18,5	18,2
Probleme des Zusammenlebens in der Gesellschaft	3,4	2,3	3,2	3,6
Weltraumforschung und -nutzung	4,8	7,7	7,9	7,8
Allgemeine Forschungsförderung	42,8	29,4	29,1	29,1
Sonstiges	0,4	17,1	17,3	17,3
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0

Quellen: BMFT: *Bundesbericht Forschung 1993*, Tabelle VII/26.

Reifungsprozeß und F&E-Budgets

Auch bei Betrachtung größerer Zeiträume zeigt sich grundlegender Gleichklang der Mittelansätze im Energiebereich national wie im EU-Durchschnitt. Bei der kerntechnischen Entwicklung ist die Anfang der 70er Jahre begonnene Phase der Forschung, Entwicklung und vor allem Demonstration verschiedener Reaktortypenentwicklung (fortgeschrittene Reaktorlinien), der großen Testanlagen der Reaktorsicherheitsforschung sowie von Stationen des Brennstoffkreislaufes (Anreicherung, Wiederaufarbeitung) weitgehend abgeschlossen. Die aus dem gesamten Reifungsprozeß hervorgegangenen Techniken sind weitgehend in die Obhut der Industrie übergegangen, und damit verbunden ist, daß die für eine sichere Handhabung der Kerntechnik erforderliche F&E vorwiegend Sache der Nutzer ist.

Das bedeutet aber nicht, daß internationale Kooperation bei der Kerntechnik nicht mehr gefragt ist. Diese aber muß sich den sich verändernden Verhältnissen und Möglichkeiten anpassen (siehe Kapitel 4.5.2.2). Kernenergienutzung und -entwicklung ist von Anfang an inter- bzw. multinational angelegt worden. Für dieses Konzept stehen Organisationen wie EURATOM, OECD und IAEO stellvertretend. Die Rolle dieser Organisationen wird in den Kapiteln 4.5.2.4 und 4.5.2.5 angesprochen.

4.5.2.2 Die Brüterentwicklung als Beispiel internationaler Kooperation[19]

Entsprechend den praktisch unbegrenzten technischen Potentialen der schnellen Brutreaktoren (SBR) und damit ihrer Bedeutung für eine langfristige Nutzung der Kernenergie wurde und wird deren Entwicklung mehr und mehr international bzw. multinational angelegt. In der Bundesrepublik Deutschland wurde, wie auch in anderen Industrieländern, die SBR-Entwicklung trotz vieler internationaler Kontakte zunächst rein national begonnen. Dies führte u.a. zum Bau der Kompakten Natriumgekühlten Kernreaktoranlage (KNK) in Karlsruhe, die von 1977 an mit einem schnellen Kern ausgerüstet bis 1992 erfolgreich in Betrieb war. Bereits das Folgeprojekt, das Prototypkraftwerk SNR 300-Kalkar wurde als Gemeinschaftsprojekt der Niederlande, Belgiens und der Bundesrepublik Deutschland angelegt. Noch breiter wurde die internationale Kooperation beim französichen 1 200 MWe-Demonstrationsreaktor Superphénix in Creys-Malville, an dem sich neben Deutschland auch noch Italien beteiligt. Der nächste Schritt zu noch mehr grenzüberschreitender Kooperation sollte der Europäische Schnellbrüter EFR (European Fast Reactor) sein. Auch wenn in der Zwischenzeit die Weiterführung dieser Schnellbrüter-Projekte aufgeben wurde oder nur unter speziellen Aspekten teilweise noch weiterverfolgt wird, weisen die Beweggründe dieser Kooperation übergreifende Bedeutung auf, die im übrigen ebenso für die europäische Fusionsforschung gelten. Sie lauten in Kurzform:

SBR-Entwicklung

SNR 300

Superphénix

Gründe für internationale Kooperation

- Durch Zusammenlegen der Kenntnisse aus verschiedenen Ländern wird sichergestellt, daß weitere F&E von dem höchsten verfügbaren Stand von Wissenschaft und Technik ausgeht;
- Der weitere Kenntnisgewinn kann rationell auf die Beteiligten verteilt werden;
- Das »Forschungsrisiko« wird auf viele Länder verteilt. Es kann darin bestehen, daß der Zeitpunkt der wirtschaftlichen und ressourcenbedingten Markteinführung der Technik den üblichen Planungshorizont überschreitet, ferner die Akzeptanz durch die Öffentlichkeit nicht planbar und – etwa durch Information – nur zu einem kleinen Teil beeinflußbar ist.

Forschungsrisiko

4.5.2.3 Fusion als Beispiel internationaler Kooperation[20]

Viele der Bestimmungsfaktoren für eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit des SBR treffen auch für die Fusionsforschung zu, zumal bei dieser Energiequelle der zeitliche Horizont deutlich weiter gesteckt erscheint, die Komplexität der physikalischen Vorgänge und der notwendigen Technik einen hohen Innovationsbeitrag in Aussicht stellt.

Fusionsforschung

In Europa wird die Fusionsforschung im Rahmen von EURATOM verfolgt, unter Beteiligung von Schweden und der Schweiz. Zur Zeit umfaßt der

[19] Siehe auch Kapitel 2.4, Seite 91 ff.

[20] Siehe auch Kapitel 1.4, Seite 39 ff.

Etat für das Fusionsprogramm etwa 900 Mio. DM pro Jahr, davon werden 400 Mio. DM aus dem EU-Budget, der Rest von den Ländern (Bundesrepublik Deutschland ca. 200 Mio. DM) beigesteuert. Weltweit gibt es noch drei weitere große Fusionsprogramme, und zwar in Japan, USA und der GUS (ehemals UdSSR). Alle vier großen Programme sollen auf eine Initiative der früheren Präsidenten Reagan und Gorbatschow im Oktober 1987 hin weitgehend zusammengeführt werden. Zur Zeit werden weitreichende Planungsarbeiten für ein internationales Fusionsexperiment eines Internationalen Thermonuklearen Testreaktors (ITER) u.a. auch beim Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) in Garching bei München durchgeführt.

ITER

Das ITER-Vorhaben, das unter der Ägide der Internationalen Atomenergie Organisation (IAEO) in Wien steht, wird eines der bedeutendsten zivilen internationalen Projekte, das jemals begonnen wurde, sein und praktisch alle großen Industrieländer der Erde umfassen.

4.5.2.4 Die Bedeutung von EURATOM für die Kernenergieentwicklung

Nicht nur in einzelnen Großprojekten wird grenzüberschreitende Zusammenarbeit von F&E, insbesondere auch im Energiebereich betrieben. Ein besonderes Konzept internationaler Kooperation wurde seit 1957 mit der Europäischen Atomgemeinschaft (EURATOM) realisiert. Ebenso wie bei den anderen internationalen Organisationen CERN, EUROCHEMIC und ESA (European Space Agency) wurden hoheitliche Zuständigkeiten auf eine Zentralinstanz übertragen, gemeinschaftliche Programme aufgestellt und ein gemeinsamer Haushalt eingerichtet, zu dem die Mitgliedsstaaten nach einem festen Aufbringungsschlüssel beisteuern. Im Rückblick scheint die Bedeutung von EURATOM für die Bundesrepublik in seiner frühen Phase allerdings weniger in der gemeinsamen F&E-Anstrengung zu liegen, als darin, daß durch den Beitritt der Bundesrepublik Deutschland zu dem damit verbundenen Kernmaterial-Überwachungssystem an der Absicht der friedlichen Kernenergienutzung keine Zweifel mehr bestehen konnten. Dadurch konnte die Kernenergie schon relativ früh zu einem zusätzlichen belastbaren Träger der Energieversorgung entwickelt werden.

EURATOM seit 1957

Das soll nicht darüber hinwegtäuschen, daß eine Reihe von Problemen schwierigster Art in der nunmehr über 30-jährigen Geschichte von EURATOM zu lösen waren.

Programmbereinigung

- So gab es in den 60er Jahren Probleme mit der Programmbereinigung der zu verfolgenden Reaktorlinien: In Frankreich war die Aufgabe der eigenen Gas-Graphit-Linie nicht unumstritten. Schon damals wurde versucht, über EURATOM eine Kooperation zwischen Frankreich und Deutschland bei der Entwicklung der Leichtwasserreaktoren herbeizuführen; ein Bemühen, das aus heutiger Sicht – angesichts verständlicher Probleme, die sich für die deutsch-französische Firma Nuclear Power International (NPI mit Siemens und Framatome S.A. als Partner) aus den bislang parallel verlaufenden Entwicklungswegen ergeben – sehr vorteilhaft gewesen wäre.

— Eine Reihe von Problemen erwuchs EURATOM in den ersten beiden Jahrzehnten ihres Bestehens daraus, daß die Mitgliedsländer meist nicht bereit waren, nationale Programme zugunsten gemeinsamer Programme zurückzustellen. So wäre es wünschenswert gewesen, angesichts des sich abzeichnenden Siegeszuges der LWR die F&E zu den verschiedenen Schwerwasser-Reaktorlinien schon frühzeitig zusammenzulegen bzw. einer gemeinsamen Bewertung zu unterwerfen. Erst recht spät wurden diese nationalen Energieprojekte wie MZFR und KKN, EL-4 und CIRENE notleidend und eingestellt.

unzureichende Unterstützung gemeinsamer Programme

— Auch auf dem Gebiet der Wiederaufarbeitung hätten sich einige Entwicklungen völlig anders vollziehen können, wenn beispielsweise EUROCHEMIC das ihm ursprünglich zugedachte Gewicht bei der Entwicklung der Wiederaufarbeitungstechniken in Europa erhalten hätte. Mit der Gründung der United Reprocessors durch die British Nuclear Fuels Limited, das französische Commissariat à l'Énergie Atomic und die deutsche Kernbrennstoff-Wiederaufarbeitungs-GmbH (KEWA) im Jahre 1983 wurde deutlich, daß die Wege auf diesem Gebiet der Kernenergienutzung in eine andere Richtung gehen. Heute zeichnet sich im Brennstoffkreislauf das kommerzielle Serviceangebot durch zwei große, inzwischen weitgehend privatrechtlich arbeitende Wiederaufarbeitungsfirmen, der französischen COGEMA und der British Nuclear Fuels (BNFL) in einem zunehmend liberalisierten Binnenmarkt ab. Damit ist die Rolle von EURATOM in Sachen Wiederaufarbeitung keineswegs beendet, es bedarf hier jedoch einer Neuformierung.

EUROCHEMIC

COGEMA und BNFL

— EURATOM oder mehrere Europäische Einrichtungen haben es bislang erst ansatzweise vermocht, die unterschiedlichen Entscheidungs- und Genehmigungsstrukturen stärker aufeinander zuzubewegen.

Daß Fortschritte bei der letztgenannten, nicht gelösten Aufgabe nur unter großen Anstrengungen erreichbar sind, zeigen die folgenden Aspekte: Die kerntechnischen Anlagen sind das Produkt nicht nur der Konzept- und Konstruktionsmerkmale der jeweiligen Herstellerfirmen, der Wünsche und Anforderungen der Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Betreiber der Anlagen, sondern vor allem auch des historisch gewachsenen Regelwerks bzw. der Genehmigungsanforderungen, die von den *nationalen* Behörden gefordert werden.

Die hohen Sicherheitsanforderungen in der Bundesrepublik Deutschland haben zwar zu einem international anerkannt hohen Sicherheitsniveau geführt, jedoch fehlt es nicht an Hinweisen darauf, daß in gewisser Hinsicht die Gefahr der Strangulierung droht. Prüfstein ist das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich, dessen Wiederinbetriebnahme wegen immer wieder neuer rechtlicher Hindernisse mit sicherheitstechnischem Bezug auf sich warten läßt.

ALARA- versus Minimalprinzip

Ebenso wie im deutschen Strahlenschutzrecht das Minimalprinzip mit dem angelsächsischen ALARA-Prinzip (as low as reasonably achievable) nicht in Einklang zu bringen ist, dürfte die Forderung nach Einhaltung des Standes von Wissenschaft und Technik in *puristischer* Anwendung einen Kernkraftwerksneubau mehr als erschweren.

Stand von Wissenschaft und Technik

Erste Vermittlungsschritte seitens der EU/EURATOM sind erkennbar. Die im Dezember 1991 im Grundsatz beschlossene »Europäische Ener-

Europäische Energiecharta

giecharta« zeigt nicht nur, daß Kernenergie in Europa weiterhin als notwendig angesehen wird, sondern auch, daß es weiteren, auf Konvergenz zielenden Entwicklungsbedarf gibt.

4.5.2.5 Die Rollen von IAEO und OECD

internationale Kooperation

Nicht nur EURATOM ist als wichtiger Einflußfaktor der kerntechnischen Entwicklung anzusehen. Wichtig ist auch die Kooperation über die internationalen Organisationen, vor allem IAEO und OECD.

Der Nutzen der Zusammenarbeit über diese Organisationen liegt auf der Hand: Es geht nicht nur um Anregung und Befruchtung für spezielle Entwicklungen, sondern vor allem um gemeinsame Bewertung und Planung sowie um abgestimmtes Vorgehen in F&E sowie in der Information der Öffentlichkeit:

- Die IAEO hat bislang nicht nur bei der Anwendung von Sicherheitsmaßnahmen zur friedlichen Nutzung der Kernenergie eine wichtige Rolle gespielt. Unabdingbar sind ihre Aktivitäten im Bereich grenzüberschreitender Tätigkeiten wie Transport radioaktiver Stoffe (IAEO-Safety Series No. 6), bei der Entwicklung einheitlicher Sicherheitsanforderungen, sowie bei der praktischen Hilfe der Energieplanung für Entwicklungsländer.
- Komplementär zu den Aufgaben der IAEO sind die Aktivitäten der OECD-Kernenergieagentur (NEA) zu verstehen. Die z.Z. im Aufbau begriffene umfangreiche NEA-Datenbank z.B. umfaßt alle technischen und wirtschaftlichen Informationen kerntechnischer Anlagen, die für Mitgliedsländer für ihren Umgang mit Kerntechnik von Belang sind.

SMR-Studie

Reaktoren kleiner Baugröße

Typisch und beispielhaft für die Arbeit von IAEO und OECD/NEA ist die im Frühjahr 1991 veröffentlichte umfangreiche Studie über kleine und mittlere Reaktoren (SMR). Die Studie bezieht sich auf alle wichtig erscheinenden weltweit bekannt gewordenen Konzepte von Reaktoren kleiner Baugröße, die sich größtenteils durch deutlich verminderte Leistungsdichte und damit veränderte Sicherheitsmerkmale auszeichnen.

Die Studie wurde Ende der 80er Jahre zu einem Zeitpunkt in Gang gesetzt, als auf nationaler Ebene mit Rücksicht auf den Genehmigungsbestand laufender Kernkraftwerke die offene Diskussion – bei oberflächlicher Betrachtung – andersartiger Konzepte nicht möglich war oder zumindest Berührungsängste zu solchen Konzepten bestanden.

In der Zwischenzeit ist die SMR-Konzeptdiskussion Gegenstand verschiedener nationaler, bilateraler und internationaler Meinungsaustauschaktivitäten. Es ist erkennbar, daß auch hier die einschlägige Industrie, d.h. Elektrizitätswirtschaft ebenso wie Hersteller, im Rahmen der regulatorischen und wirtschaftlichen Bedingungen marktgerechte Entscheidungen treffen werden.

Der Staat ist hier neben seinen Kontroll- und Überwachungsaufgaben unter dem Forschungsaspekt weiterhin in die Entscheidungen mit einbezogen. Die Kerntechnik ist heute so weit kommerzialisiert, daß dem Staat bei der weiteren Konzeptentwicklung nur noch kleinere, meist initiierende Aufgaben zukommen.

Angesichts der sich stärker international orientierenden Unternehmen, – wie beispielsweise Framatome und Siemens – vollzieht sich auch die Konzept- und Technikentwicklung bei kerntechnischen Anlagen zunehmend international und weniger abhängig von einzelnen landesspezifischen Bedingungen. So kann erwartet werden, daß auch die Genehmigungs- und Sicherheitsanforderungen in absehbarer Zeit mit zunehmendem Erfolg international abgestimmt werden, wie es seit langem angestrebt wird.

4.6 Nukleare Wärme

Bearbeitet von Klaus Knizia und Dietrich Schwarz

4.6.1 Einführung

Wenn der Blick für die Breite dessen, was mit Kernenergie erreicht werden kann, nicht verstellt werden soll, darf der Begriff »nukleare Wärme« nicht auf die Auskopplung fühlbarer Wärme aus Nuklearanlagen beschränkt bleiben. Er muß vielmehr das weite Feld der Nuklear*strom*nutzung im Wärmemarkt mit umfassen wie auch die neuen Verfahren und Märkte, die durch die Auskopplung von *Hochtemperatur-Prozeßwärme* zu erschließen sind. Diese reichen vom Verkehr über Raffinerien und Chemie bis hin zur Stahl- und Aluminiumindustrie.

nukleare Wärme

4.6.2 Nuklearstrom im Wärmemarkt

4.6.2.1 Raumwärme

Bereits heute wird ein kleiner Teil der Raumwärme mit Strom erzeugt, mit Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, Heizlüftern und -strahlern. Der Strom für *Nachtspeicherheizungen* wird mit einem besseren als sonst üblichen Wirkungsgrad hergestellt, da hier die Differenz zwischen Vollastwirkungsgrad und ansonsten unvermeidlichem Teillastwirkungsgrad anzusetzen ist; die Nachtspeicherheizung vermeidet am Ort der Nutzung weitere Verluste, ist gut regelbar und meist in besser isolierten Häusern (gemäß Installationsvorschrift) untergebracht, so daß ein erheblicher Teil der Energieverluste, die bei der Stromerzeugung entstehen, wieder wettgemacht werden. Trotzdem wird mehr Primärenergie als bei der Direktheizung verbraucht[21], allerdings weniger edle Energie als das ansonsten überwiegend eingesetzte Öl oder Gas. *Wärmepumpen* benötigen weniger Primärenergie als eine Direktheizung. Energetisch besonders vorteilhaft sind Heizlüfter und -strahler, da sie nur einen Teil eines Gebäudes oder Raumes einen Teil der Zeit heizen (z.B. ein Viertel einer Wohnung ein Viertel der Zeit).

Nachtspeicherheizungen

Primärenergieeinsparung mit Stromheizung

Nuklearstrom kann von tagsüber genutzten Stromheizungen und Klimaanlagen den Grundlastsockel übernehmen; in dem Maße, in dem Kernenergie in den Mittellastbereich vordringt, kann sie sich auch an der Bereitstellung

[21] Fichtner Development Engineering: *Praxisbezogene Untersuchung zu Energiebedarf und Emissionen verschiedener Heizsysteme im Wohnungsbau*, Stuttgart 1993.

von Nachtspeicherstrom beteiligen. In Teilen der Bundesrepublik Deutschland mit hohem Kernenergieanteil trifft das bereits zu. Da der Anteil der Nachtspeicherheizungen am Gesamtstromabsatz aber nur 5 % beträgt und Kernenergie davon weniger als ein Viertel liefert, hat dieser Markt heute eine geringe Bedeutung.

Kernenergie für Nachtspeicherheizungen

Nuklearstrom im Raumwärmemarkt könnte eine wesentlich größere Bedeutung erlangen, wenn mit der Zurückdrängung fossiler Energieträger aus öko-klimatischen, friedens- und ressourcenpolitischen Gründen Ernst gemacht würde. Fossil gefeuerte Fernwärme kommt hier sehr schnell an ihre Grenzen, da sie viel zu wenig CO_2 vermeidet: Bis zum Jahr 2050 sollen wir laut Enquetekommission auf 80 % der CO_2-Emission verzichten; wenn wir auf das von den Klimatologen geforderte Weltmittel von 1 t CO_2 pro Kopf und Jahr im Jahr 2050 herunterkommen wollen, müssen wir die Emission sogar um mehr als 90 % reduzieren. Da sie aber im Verkehrsbereich nicht so stark verminderbar ist, muß sie in den Bereichen Stromerzeugung, Raumwärme und Industrie Werte nahe Null erreichen. Das ist ohne prohibitive wirtschaftliche Pönalen möglich – nur nicht mit einer fossil befeuerten Kraft-Wärme-Kopplung: Damit lassen sich nur Einsparungen von 20–30 % erreichen; beste gasgefeuerte Blockheizkraftwerke sparen gegenüber besten gasgefeuerten GuD-Kraftwerken und Brennwertkesseln sogar nur einige wenige Prozent ein. Geht man von gleichen Geldmengen aus und investiert statt in die Fernwärmeverteilung in bessere Wärmedämmungen und Lüftungswärmepumpen, ist die mit Fernwärme erreichbare Energieersparnis noch geringer. In ungünstigen Fällen wird mit Fernwärme mehr Energie verbraucht, mehr CO_2 freigesetzt.

Grenzen der Fernwärme

mögliche Reduktion von Emissionen

Besonders bedenklich ist eine Fernwärmeerzeugung auf der Grundlage von Öl oder Gas, da sie etwa doppelt so viel Öl oder Gas verbraucht wie eine öl- oder gasgefeuerte Direktheizung, vorausgesetzt, daß der parallel erzeugte Strom anders, nicht mit Öl oder Gas, hergestellt wird. Öl aber ist aus ökologischen Gründen – Stabilisierung der Bevölkerung in der 3. Welt mittels Wohlstand, Bildung etc. ohne selbstzerstörerische Ausbeutung der Natur – sowie aus friedens- und ressourcenpolitischen Gründen bevorzugt einzusparen. Gas ist in diesem Zusammenhang nicht anders zu bewerten als Öl, da es Öl vielerorts verdrängen kann und auch tatsächlich verdrängt; Gas, das zur Stromerzeugung eingesetzt wird, kann solches nicht mehr leisten.

Zwang zum Ölsparen

Kohlegefeuerte Fernwärmeanlagen vermeiden diese Probleme, aber sie sparen nicht genügend CO_2 ein. Ein späterer Übergang zu Solarwasserstoff, wie manchmal vorgeschlagen, ist nicht zweckmäßig, denn Solarwasserstoff wird auch unter sehr optimistischen Annahmen noch so teuer sein, daß im Falle seiner Nutzung andere Systeme – z.B. hochisolierte Häuser mit Brennstoffzellen – zwingend wären. Nach allem macht der Ausbau kohlegefeuerter Fernwärmesysteme nur einen Sinn, wenn sie als Vorläufer nuklear beheizter Systeme angesehen werden.

Wenn wir die Fernwärmediskussion der antinuklearen Tendenz, die sie fälschlicherweise hat, entkleiden, müssen wir uns die Frage stellen, ob das Ziel einer nachhaltigeren Senkung des Verbrauchs fossiler Energien für

Raumheizungszwecke nicht energetisch besser und wirtschaftlicher[22] mit Nuklearstrom zu bewerkstelligen wäre.

Vorauszusetzen ist eine wesentlich bessere Wärmedämmung der Gebäude, die ohnehin wünschenswert ist (einen wirtschaftlichen Fernwärmeeinsatz aber erschwert). Dann können *Lüftungswärmepumpen*[23] außer an sehr kalten Tagen die vollständige Heizung übernehmen. Da solche Wärmepumpen einen großen Teil des Jahres in Betrieb sein werden und auch im Sommer zu Kühlungszwecken genutzt werden können, sind sie der Grundlast und damit der Kernenergie zuzuordnen.

Lüftungswärmepumpen

Es sei nun angenommen, daß dieser Pfad in 80 % der Fälle wirtschaftlicher ist als der Anschluß an eine (nukleare) Fernwärmeversorgung. Unterstellt man ferner eine Leistung von 500 W für die Lüftungswärmepumpe pro Wohneinheit, dann würden zehn Kernkraftwerke der Konvoi-Größe (1 300 MWe) genügen, um den überwiegenden Teil des Heizungsbedarfs Deutschlands CO_2-frei zu decken. Eine Extrapolation auf öffentliche und gewerbliche Gebäude würde noch einmal etwa vier Kernkraftwerke erfordern. Nuklearstrom kann ferner einen Teil der Transmissionsverluste an den genannten kalten Tagen, und zwar in Form von Nachtspeicherheizungen übernehmen, entsprechend dem dann gegebenen Mittellastanteil der Kernenergie; hierfür ist keine zusätzliche Leistung erforderlich. Das sollte, wo immer sinnvoll, durch Solarwärme und Holz ergänzt werden.

Markt für nuklearen Heizstrom

Insgesamt kann so der Bedarf an fossiler Energie für Raumheizungszwecke ohne übermäßige finanzielle Aufwendungen in einem Zeitraum von rund 60 Jahren auf Werte nahe Null zurückgeführt werden.

Raumheizung ohne CO_2

4.6.2.2 Übriger Wärmemarkt

Auch zur Erzeugung von Prozeßwärme, Warmwasser und Kälte wird Strom bereits heute, und zwar in zunehmendem Maße in allen Bereichen der Industrie, der Kleinverbraucher (Gewerbe, kommunale Gebäude, Schwimmbäder u.v.a.m.), der Landwirtschaft und der Haushalte genutzt. Maßgebend sind Einsparungen bei anderen Kostenfaktoren, Prozeßführung, Produktqualität, raumzeitliche Steuergenauigkeit u.a.. Stets wird dabei auch Energie gespart, in der überwiegenden Zahl der Fälle sogar so viel, daß die Verluste bei der Stromerzeugung mehr als wettgemacht werden. Ein Beispiel ist der Brüdenverdichter, der etwa sechs Energieeinheiten fossiler Energie durch eine Energieeinheit Motorstrom zu ersetzen vermag. Hierzu wurden im zi-

Nuklearstrom statt fossil erzeugter Prozeßwärme

[22] In erster Näherung ist »wirtschaftlich optimal« mit »energetisch optimal« gleichzusetzen. Wer mit unwirtschaftlichen Maßnahmen Energie sparen will, vergißt, daß für die Investitionen nicht nur unmittelbar, sondern auch mittelbar Energie aufzuwenden ist. Selbst der Musiker, der zur Einweihung einer Anlage aufspielt, setzt seine Gage letztlich in Energie um, für Nahrung, Benzin, Hausheizung sowie für Güter und Dienstleistungen, die ihrerseits wieder direkt oder indirekt Energieverbräuche auslösen.

[23] P. Müller und W. Sander: *Hoesch-Energiesparhaus, passive Sonnenenergienutzung, kontrollierte Be- und Entlüftung mit Wärmerückgewinnung und bedarfsgerechtem Heizen*, Forschungsbericht 03E-8390-A, VEW, Dortmund 1987.

tierten Buch[24] aus einer großen Zahl von Anwendungsfällen Beispiele aus der Aluminiumerzeugung, des Schmelzens kleiner Aluminiummengen, des Glasschmelzens, des Erwärmens von Schmiedestahl, der chemischen Reinigung, der Holztrocknung, der Papiertrocknung und der galvanischen Verzinkung gebracht sowie allgemeine Prinzipien und Verfahren herausgearbeitet.

Kernenergie für den Wärmemarkt

Kernenergie kann den Grundlast-Anteil dieses Wärmemarktes übernehmen und einen Teil der Mittellast. Sie kann zum Wachstum dieses Marktes und damit weiter zur Einsparung fossiler Energie beitragen.

Der Markt hierfür kann nur sehr ungefähr wie folgt abgeschätzt werden: Der Energiebedarf Deutschlands (ohne Verkehr), der nicht durch Strom und große Prozeßdampferzeuger gedeckt wird, der nicht der Raumwärme und nicht der Erzeugung von Stahl und Zement dient, belief sich 1993 auf etwa 30 Mio. t SKE/a. Falls davon zwei Drittel mittels anderer Prozeßführungen durch Nuklearstrom ersetzt werden können, was auch eine hinreichende Auslastung voraussetzt, falls diese Auslastung im Mittel 5 000 h/a beträgt (Nachttäler können im Winter der Nachtspeicherheizung dienen), falls im Mittel der Primärenergiebedarf bei der Umstellung auf Strom abgesenkt wird, dann ergibt sich ein Markt von weniger als zehn Kernkraftwerken der Konvoi-Größe. Dank der zahlreichen, genannten Bedingtheiten kann das nur die Größenordnung annähernd wiedergeben. Von zukünftigem Wachstum sei angenommen, daß es durch Sparmaßnahmen, die über das hinausgehen, was im skizzierten Szenario implizit enthalten ist, kompensiert wird.

4.6.2.3 Das Beispiel Schweden

CO_2-freie Stromerzeugung in Schweden

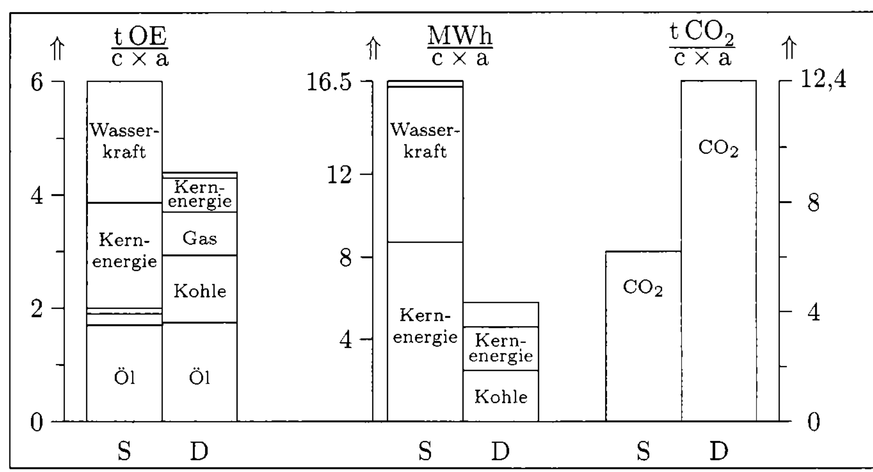
Wie weit man auf dem beschriebenen Weg kommen kann, zeigt das Beispiel Schweden. Dort wurden 1990 zwei Drittel der Primärenergie verstromt, und ein nennenswerter Teil davon im privaten und industriellen Wärmemarkt abgesetzt. Da der Strom fast vollständig CO_2-frei erzeugt wurde, emittierte Schweden trotz eines höheren Energieverbrauchs nur halb so viel CO_2 pro Kopf wie die alten Bundesländer Deutschlands (s. Abbildung 4.7) und auch nur halb so viel wie Dänemark, das seine Stromproduktion überwiegend auf Importkohle gründet.

4.6.3 Fernwärme und Prozeßdampf aus Kernkraftwerken

Temperaturbereiche

Für die Lieferung von Heißwasser von 85 bis 160 °C wurden spezielle nukleare Heizwerke entwickelt. Stromerzeugende Reaktoren werden zur Heizung und zur Erzeugung von industriellem Prozeßdampf eingesetzt. Temperaturen bis 250 °C können von allen Reaktorbaulinien erreicht werden, womit der größte Teil des industriellen Bedarfs (unterhalb des Hochtemperaturbereichs um und über 1 000 °C) abgedeckt werden kann. Für Dampftemperaturen bis 500 °C würden zweckmäßigerweise Hochtemperaturreak-

[24] J. Grawe, E. Schulz und R. Winkler: *Energiesparen mit Strom*, Verlag BONN AKTUELL, 1990.



Primärenergie- und Stromvergleich Schweden/Deutschland

Abbildung 4.7: Primärenergieverbrauch, Netto-Stromverbrauch und CO_2-Freisetzung pro Kopf und Jahr in Schweden (S) und in Westdeutschland (D = alte Bundesländer).

toren eingesetzt. Wenn die Spanne zwischen Coreaustrittstemperatur und der vom Kunden geforderten Temperatur nicht zu klein ist, lassen sich Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung verwirklichen.

4.6.3.1 Nukleare Heizwerke[25,26,27]

Zahlreiche Konzepte mit Leistungen von 2–500 MWth und unterschiedlichen Reifegraden wurden bisher als *nukleare Heizwerke* entwickelt, und zwar auf der Basis von Versuchsreaktoren (Schwimmbad u.a.), Schwer- und Leichtwasserreaktoren sowie Hochtemperaturreaktoren. Druck, Temperatur, Leistungsdichte wurden stets abgesenkt, Naturumlauf und andere selbsttätige Eigenschaften verstärkt genutzt, Reaktor und Primärwärmetauscher meist integriert, Kühlmittelverlust oft konstruktiv verhindert oder begrenzt.

nukleare Heizwerke

Verwirklicht wurden: zwei Prototypreaktoren (CAP, RNG) in Cadarache, Frankreich, die von 1975–1988 und seit 1983 bis zu 30 MWth bei max. 180 °C ausgekoppelt haben (Basis DWR); ein für unbemannten Betrieb ausgelegter Versuchsreaktor »Slowpoke« in Whiteshell, Manitoba, Kanada, der 2 MW leisten kann und ab 1987 bis zu 1 MW getestet wurde (Basis CANDU); ein 5 MW-LWR (schwach siedend) an der Qinghua-(Tsinghua)-Universität in Peking, der seit November 1989 Wärme liefert. Ein 200 MW-Reaktor gleichen Typs wird seit 1994 für das Daqing Ölfeld in Nordchina errichtet; er soll Ende des Jahrzehnts in Betrieb gehen und bei Erfolg in ganz China eingesetzt werden (Heizwerke verbrennen dort derzeit einige

[25] International Atomic Energy Agency: *Nuclear Applications for Steam and Hot Water Supply*, IAEA-TECDOC-615, Wien 1991.

[26] T. Kohler: *Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland*, Forschungsbericht des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, ISSN 0938-1228, 1991.

[27] persönliche Informationen.

100 Mio. t Kohle pro Jahr). 1994 wurde an der Qinghua-Universität auch die Errichtung eines 10 MWth-Hochtemperaturreaktors mit dem deutschen Kugelhaufenkonzept begonnen.

Nicht fertiggestellt wurden vier russische 500 MW-Heizreaktoren (Basis DWR), deren Bau im Zeitraum von 1982 bis 1985 in Nischni-Nowgorod und Woronesch begonnen wurde. Die Anlagen in Woronesch wurden 1993 noch als »im Bau« befindlich geführt. In Frankreich (THERMOS und CAS, Basis DWR), in Deutschland (SWR, HTR) und in Schweden (SWR) wurden Heizreaktoren zur Angebotsreife entwickelt und im In- und Ausland angeboten, erwiesen sich aber, besonders nach 1985, als zu teuer. Ferner wurden in Rußland, USA, der Schweiz und an deutschen Universitäten mehrere interessante Konzepte verschieden weit entwickelt.

4.6.3.2 Nukleare Kraft-Wärme-Kopplung

Nukleare Kraft-Wärme-Kopplung

Häufiger sind Kernkraftwerke, aus denen *Fernwärme* oder *Prozeßdampf* ausgekoppelt wird. Sie sind in Tabelle 4.27 zusammengefaßt. Prozeßdampf für die Industrie liefert Bruce (D_2O-Fabrik, andere um die Wärmequelle angesiedelte Industrie und Gewächshäuser), Gösgen (Kartonfabrik) und Stade (Saline und kleine Verbraucher, 1994 bis 10 MW, insgesamt 60,5 GWh). Fernwärme wird meist als Heißwasser von 120–160 °C geliefert, Prozeßdampf für die Industrie hat 180–220 °C. Bei 220 °C, dem auf Gösgen zutreffenden Fall, wird der Dampf in einem frischdampfbeheizten Dampfumformer ohne vorherige Stromerzeugung hergestellt[28]. Industriedampf wird im Falle Gösgen mit über 6 000 h/a, Heizwärme im Falle Beznau mit über 2 000 h/a in Anspruch genommen; 1994 lieferte Gösgen 160 GWh, Beznau 125 GWh. Vom Kernkraftwerk Temelin (Tschechische Republik) soll ab 1996 Fernwärme geliefert werden.

Darüber hinaus wurde in zahlreichen Ländern Europas und Nordamerikas für jeweils mehrere Standorte die Auskopplung nuklearer Wärme untersucht. Bemerkenswert war u.a. das Bemühen der BASF in den 70er Jahren, zwei Druckwasserreaktoren der Leistungsgröße Stade für die Lieferung von Strom und Prozeßdampf zu errichten. Die genehmigungstechnischen Voraussetzungen und die Frage des nötigen Abstandes zur Industrie-Anlage waren bereits weitgehend geklärt, als das Projekt aus überwiegend wirtschaftlichen Gründen aufgegeben wurde. Heute (1994) konzentriert sich das Interesse hauptsächlich darauf, die Umwelt osteuropäischer Städte durch nukleare Fernwärme, die in bestehende Netze einspeisen soll, zu entlasten. Im Westen prüfen Industrieunternehmen in der Nähe von Kernkraftwerken, ob eine Dampflieferung wirtschaftlich lohnend ist (ähnlich Gösgen oder Stade).

Nukleare Fernwärme in Osteuropa

Technisch unterscheiden sich nukleare Heizkraftwerke von den lediglich Strom erzeugenden Anlagen gleichen Typs nur dann, wenn es sich um Anlagen geringerer Größe handelt und wenn die Anlagen verbrauchernah errichtet werden sollen.

---

[28] E. Schütz: *Großtechnische Lieferung von Prozeßdampf aus dem Kernkraftwerk Gösgen-Däniken (Schweiz)*, Siemens-Energietechnik 3, Heft 7, 1981.

Tabelle 4.27: Nukleare Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)[a]

Name der Anlage	Staat	Reaktor-typ	Leistung MWe	MWth[b]	Lieferbeginn[c]
Calder Hall	Großbritannien	Magnox	4×40	4×15(75)[d]	1956–59
St. Petersburg	Rußland	LWGR	4×1 000	4×80	1973/75, 79/81
Bilibino	Rußland	LWGR	4×12	4×29	1974–76
Kola	Rußland	DWR	4×440	146(46)	1973–85
Südukraine	Ukraine	DWR	2×1 000	466(102)	1983/85
Saporosche	Ukraine	DWR	2×1 000	1 165(104)	1985/86
Aktau (Schewtschenko)	Kasachstan	SNR	≤150	≤300[e]	1973
Kosloduy	Bulgarien	DWR	4×440	230	1974–89
			2×1 000		(1987)
Bohunice	Slowakei	DWR	4×440	240(90)	1979–85 (1986)
Paks	Ungarn	DWR	4×440	55(43)	1983–87 (1977) zuerst Öl
Bruce A	Kanada	CANDU	4×904	5 350(813)	1976–78 (1978/88)
Beznau	Schweiz	DWR	2×364	80(50)	1969/72 (1983)
Gösgen	Schweiz	DWR	970	54(24)	1979 (1979)
Stade	Deutschland	DWR	672	40(40)	1972 (1983)
Gundremmingen	Deutschland	SWR	2×1 300	2[f]	1972 (1991)

[a] Nicht mehr in Betrieb sind die KWK-Anlagen Ft. Greeley, Alaska (1962–72); Humboldt Bay, USA (1963–88); Agesta, Schweden (1964–74); Bjelojarsk 1 und 2, UdSSR (1964/68–1983/90); Karlsruhe (1966–84) und Greifswald mit 300 (180) MWth (1974-90).

[b] Auslegung (in Klammern, soweit bekannt: Bis 1990/91 erreichte Leistung).

[c] Beginn der Stromlieferung (in Klammern, soweit bekannt: Beginn der Heißwasser/Prozeßdampf-Lieferung).

[d] 4×15: elektr. Äquivalent, 75: mittl. thermische Leistung.

[e] Meerwasserentsalzung: 100 000 t/d.

[f] »Kalte Fernwärme« (aus Kühlwasser mit Wärmepumpen gewonnene Wärme).

nukleare Kraft-Wärme-Kopplung

Ersteres ermöglicht Vereinfachungen wie z.B. das Weglassen der Primärumwälzpumpen beim SWR; das ist aber auch nötig, um die wirtschaftlichen Pönalen der Verkleinerung zu begrenzen. Über die Optimierung kleiner und mittelgroßer Reaktoren ist auf mehreren Tagungen der IAEO berichtet worden, zuletzt 1991 in Neu Delhi[29]. (Die IAEO entspricht damit ihrer Verpflichtung, Entwicklungsländern, die auf Nuklearwaffen verzichtet haben, im Gegenzug bei der friedlichen Nutzung der Kernenergie zu helfen.)

4.6.3.3 Verbrauchernahe Errichtung, Evakuierungsausschluß

Verbrauchernahe Anlagen, ob Heizwerke oder Heizkraftwerke, müssen so ausgelegt werden, daß selbst beim schlimmsten denkbaren Unfall die Notwendigkeit einer Evakuierung auszuschließen ist. Kriterien dafür wurden be-

[29] 3rd International Seminar on Small and Medium-Sized Nuclear Reactors: *Planning For World Energy Demand and Supply*, 26.–28. August 1991, Neu Delhi, Indien.

reits vorgeschlagen, z.B. von Kröger[30]. Wenn auch kein Staat bisher (1994) die Bedingungen für einen *Evakuierungsausschluß* festgelegt hat, so geben die deutschen »Rahmenempfehlungen für den Katastrophenschutz in der Umgebung kerntechnischer Anlagen« des Jahres 1988 doch Anhaltspunkte für den Zeitbereich einiger Wochen und Monate nach einem Unfall; längerfristig ließe sich, was die Auswirkungen angeht, die natürliche Schwankungsbreite radioaktiver Strahlung zugrunde legen (Kröger). Schwieriger als das wäre die ebenfalls notwendige gesetzliche Festlegung, wohin die Grenze zwischen noch denkbaren und nicht mehr denkbaren Ereignissen zu legen wäre.

Evakuierungsausschluß

Die Grenze läßt sich mit bereits vorhandenen technischen Konzepten bis in den Bereich des (nahezu) Irrealen verschieben. Für den THTR-300 wurde beispielsweise in einer 1984 von der Kernforschungsanlage Jülich durchgeführten Studie[31] unterstellt, daß nicht nur die Nachwärmeabfuhr total ausfällt, sondern daß auch mehrere Stunden lang einfachste Handgriffe unterbleiben. Auf diesem Wege konnte eine größere Freisetzung »denkbar« gemacht werden. Aber selbst dann hätten Personen, die sich unvernünftigerweise 7 Tage im Freien am Kraftwerkszaun aufgehalten hätten, nicht die Dosis erreicht, die gemäß Rahmenempfehlungen eine Evakuierung nahegelegt hätte.

Sinnvolle Kriterien für einen Evakuierungsausschluß werden nicht nur von – weiterentwickelten – HTR, sondern auch von entsprechend ausgelegten LWR/HWR und von SNR mit dritter Abschaltebene erfüllt werden können. Das wäre jedoch nur eine von drei Voraussetzungen für die Errichtung verbrauchernaher Anlagen. Die zweite wäre die Akzeptanz der Nachbarn, die mit hinreichender Transparenz der Sicherheit vielleicht zu erreichen wäre. Drittens muß die Wärmebereitstellung wirtschaftlich sein. Läßt man aus übergeordneten Gründen den Einsatz fossiler Brennstoffe nur noch zur Spitzenlastdeckung (z.B. Heizung an sehr kalten Tagen) zu, dann kann es sein, daß

- die Kombination Sparen und Strom aus Kernenergie, z.B. Gebäudeisolierung und Lüftungswärmepumpen, vgl. Kapitel 4.6.2 oder
- die Dampf- oder Heißwasserversorgung aus größeren Anlagen, die auch eine größere Transportweite zulassen (wie bereits bei verschiedenen nichtnuklearen und nuklearen Verbundnetzen verwirklicht),

gesetzliche Kriterien für verbrauchernahe Anlagen

wirtschaftlicher sind. Generell wird man das aber nicht sagen können. Daher wird es sinnvoll sein, nach notwendiger und daher zu erwartender Änderung der öffentlichen Meinung zur Kernenergie die Voraussetzungen für die Errichtung verbrauchernaher Anlagen zu schaffen, indem die Kriterien dafür gesetzlich festgelegt und im einzelnen konkretisiert werden.

[30] W. Kröger: *Verbrauchernahe Kernkraftwerke aus sicherheitstechnischer Sicht*, Jül. 2103, 1986.

[31] J. Fassbender: *Sicherheitstechnische Grundlagen für die Katastrophenschutzplanung am THTR-300*, KFA Jülich, 1984.

4.6.3.4 Markt

Die Fernwärme-Höchstlast erreichte Ende der 80er Jahre in beiden Teilen Deutschlands etwa 30 GW. Zieht man davon Spitzenlast, Kleinanlagen und Nutzung industrieller Abwärme ab, läßt sich unter sonst gleichen Randbedingungen ein Potential für die nukleare Fernwärme in der Größenordnung von 10 GWth ausmachen.

In Zukunft wird das Volumen zu beheizender Gebäude weiter zunehmen. Die Fernwärme läßt sich weiter ausbauen: Vor der Wiedervereinigung hatte sie in den alten Bundesländern einen Anteil am Raumwärmemarkt von 8 %, in den neuen Bundesländern von 23 %. Außerdem lassen sich kleine Netze zu einem größeren verknüpfen, wie das Schweizer Nuklearheiznetz REFUNA, das seine Wärme aus Beznau bezieht (s. Tabelle 4.27), beispielhaft zeigt[32].

Andererseits werden dieselben globalen energiewirtschaftlichen Gesichtspunkte, die ein Mehr an Kernenergie erforderlich machen, auch zu einer Verminderung des spezifischen Wärmebedarfs der Gebäude führen. Das wird den wirtschaftlichen Fernwärmeeinsatz erschweren. Jedoch wird das wirtschaftliche Optimum fernwärmebeheizter Gebäude bei einer etwas weniger guten Wärmedämmung liegen als bei Gebäuden, die mit Lüftungswärmepumpen etc. geheizt werden.

Faßt man die Gesichtspunkte zusammen und nimmt man an, daß im Bundesmittel der Fernwärmeanteil von 11 auf 20 % steigt, könnte dieser größere Anteil eine nukleare Fernwärmeleistung von angenähert 15 MWth bedingen.

Fernwärme weltweit

Weltweit wird man die für Deutschland geltenden Zahlen etwa mit dem Faktor 20 multiplizieren können. Entscheidend für die Entwicklung wird die bisherige Sowjetunion sein, die allein für die Gebäudeheizung etwa 10 mal so viel Fernwärme auskoppelt, und dies überwiegend in Großanlagen. Auch global sind gegenläufige Tendenzen zu beachten: Rußland und ähnlich strukturierte osteuropäische Länder werden spezifisch sparen können und müssen, andere Regionen (Nordamerika, Nordchina) besitzen dagegen nennenswerte Ausbaupotentiale. An den Größenordnungen wird sich daher nicht viel ändern.

Wird die Fernwärme mit Heizwerken erzeugt, entsprechen die hier angegebenen Leistungen in erster Näherung der zu erstellenden Reaktorleistung, im Falle der anzustrebenden Kraft-Wärme-Kopplung wäre die Reaktorleistung rund doppelt so hoch. Der Strom kann Lüftungswärmepumpen antreiben; die in Kapitel 4.6.2 genannte, dafür gesondert zu errichtende Leistung ließe sich entsprechend vermindern.

[32] K. H. Handl: *REFUNA – Das Kernkraftwerk Beznau liefert im dritten Winter Fernwärme*, Bull. ASE/UCS 77 (1986) 2, 1986.

4.6.3.5 Prozeßdampf für industrielle Zwecke

Prozeßdampf

Dieser Markt wurde für die alten Bundesländer von Jobsky[33] eingehend untersucht, geordnet nach Branchen, Bedarf pro Standort (mögliche Kesselgrößen) und zeitlicher Auslastung (Zuckerindustrie: saisonal). Unter der Voraussetzung, daß der nukleare Anteil an der Netto-Prozeßdampfversorgung 50 % nicht übersteigen soll, wird ein Potential von 28 Anlagen mit einer thermischen Leistung von 200 MW oder 91 Anlagen zu je 100 MWth ermittelt, und zwar hauptsächlich in der chemischen Industrie (7 bzw. 15 Standorte), ferner in der Mineralölverarbeitung, im Straßenfahrzeugbau, in der Zellstoff-, Papier- und Pappeindustrie, in der NE-Metallerzeugung und im Kali- und Steinsalzbergbau (insgesamt 11 Standorte für Anlagen ab 2×200 MWth bzw. 33 Standorte für Anlagen ab 2×100 MWth).

Hochtemperaturreaktoren

Dieser Analyse wurden Hochtemperaturreaktoren (HTR) zugrunde gelegt, die, falls erforderlich, Dampf mit höheren Temperaturen bereitstellen können und die sich verbrauchernah errichten lassen. Außerdem läßt sich mit HTR und einem damit verbundenen System der Nuklearen Fernenergie (ADAM-EVA-System, erläutert in Kapitel 4.6.5.3) der Markt um mittelgroße Kunden erweitern: Für drei Ballungsgebiete wird so ein zusätzlicher industrieller Wärmemarkt von insgesamt 2,4 GW errechnet; gleichzeitig können auf diesem Wege insgesamt 6,1 GW für die Fernwärme ausgekoppelt werden.

Neben solchen zweckgebundenen Anlagen kann auch eine einmal gegebene Nähe eines stromerzeugenden Kraftwerks für die Auskopplung von Prozeßdampf genutzt werden, wie im Falle Bruce, Gösgen oder Stade (Tabelle 4.27) oder Anlaß sein, sich in Kraftwerksnähe anzusiedeln (Bruce).

Prozeßdampf-Markt

Mit den neuen Bundesländern und vorsichtiger Bewertung der vorgelegten Zahlen ergibt sich wieder ein Potential in der Größenordnung von 10 GWth. Wegen einer Auslastung von etwa 7 500 h/a wird mit 10 GW Prozeßdampf allerdings fast doppelt so viel Energie geliefert wie mit 10 GW Fernwärme, für deren Grundlast-Sockel typischerweise 4 000 h/a zugrunde gelegt werden. Die Reaktorleistung kann durch Kraft-Wärme-Kopplung erhöht werden, soweit ein Gefälle zwischen Sekundär- und Tertiärdampftemperaturen existiert (in der Regel kleiner als bei Fernwärme oder Meerwasserentsalzung). Die höheren Dampftemperaturen des HTR erlauben bei gleicher Prozeßdampftemperatur eine relativ zum Prozeßdampf höhere Stromausbeute als Leichtwasserreaktoren; dieses Verhältnis läßt sich noch weiter verbessern, wenn man HTR im Direktkreislauf mit Gasturbinen koppelt.

hohe Dampftemperaturen des HTR

In Zukunft wird der Gesamtdampfbedarf abnehmen, da immer mehr Prozesse mit etwas Strom Prozesse mit viel Dampf verdrängen (»Sparen mit Strom«) und da, wo noch möglich, Dampf aus Abwärme und Abfällen hergestellt werden wird. Das Marktpotential für nuklear erzeugten Dampf

[33] T. Jobsky: *Ermittlung von Potentialen zur industriellen Prozeßdampfversorgung mit nuklearen Anlagen*, KFA Jülich, Jül-2411, ISSN-0366-0885, 1990.

kann trotzdem gleichbleiben, wenn mittelgroße Verbraucher miteinander verknüpft werden oder der Nuklearanteil von 50 auf z.B. 60 % erhöht wird; letzteres würde zu einer überproportionalen Steigerung führen, da damit auch neue Anwendungsfälle erschlossen würden (Jobsky: Steigerung von 28 auf 40 Anlagen mit 2×200 MW).

Weltweit ließen sich diese Zahlen wieder mit 20 multiplizieren. Rußland ist einmal mehr einer der maßgeblichen Verbraucher, aber auch in den USA und anderen Industrieländern gibt es viele Standorte mit erheblichem Dampfverbrauch.

4.6.3.6 Nuklearwärme für Industrielle Prozesse bis 500 °C

Im Temperaturbereich zwischen 250 und 500 °C wird weniger Wärme als im Bereich unter 250 °C benötigt, dies hauptsächlich in der Mineralölverarbeitung und in der Chemie. Die Temperaturen können durch Zusatzverbrennung fossiler Brennstoffe oder durch Einsatz von Hochtemperaturreaktoren erreicht werden. Bei räumlich ausgedehnten Verbrauchern wie Raffinerien kann es wirtschaftlicher sein, die Wärme mit Flüssigsalzen oder Silikonöl (drucklos) statt mit Prozeßdampf zu verteilen[34].

4.6.4 Erzeugung von Prozeßdampf zur Meerwasserentsalzung und Ölgewinnung

4.6.4.1 Meerwasserentsalzung[35]

nukleare Meerwasserentsalzung

Eine nukleare *Meerwasserentsalzung* wird bereits betrieben: Der Schnelle Natriumgekühlte Reaktor Aktau (Schewtschenko) auf der Halbinsel Mangyschlak am Kaspischen Meer (Kasachstan), ausgelegt für 150 MWe und 600 MWth, liefert seit 1973 mit guter Verfügbarkeit Prozeßdampf von 220 °C zur Meerwasserentsalzung (100 000 m^3/Tag) und für andere Verbraucher.

Seit 1989 wächst das Interesse an nuklearer Meerwasserentsalzung wieder. Die IAEA[36] hält regelmäßige Treffen darüber ab, berät Saudi Arabien und nordafrikanische Staaten bei Machbarkeitsstudien und prüft Konzepte aus Rußland (Eisbrecher mit DWR), China (Heizreaktor, s. Kapitel 4.6.3.1), Kanada (CANDU) und USA (Triga, HTR).

Der Meerwasserentsalzungs-Markt wird durch folgende Zahlen gekennzeichnet: Im Jahr 1990 wurden täglich rund 13 Mio. m^3 Trinkwasser aus Meer- und Brackwasser erzeugt, davon rund 9 Mio. m^3 mit thermischen Verfahren (überwiegend Meerwasser) und rund 4 Mio. m^3 mit den Membranverfahren Umkehrosmose und Elektrodialyse (überwiegend Brackwasser). Für die 9 Mio. m^3 wird eine thermische Leistung von 25 GW benötigt,

[34] M. Schad u.a.: *Einsatz von HTR-Modul-Anlagen in Raffinerien und bei der Aluminiumoxid-Herstellung*, BMFT, 03 LUR 303 bzw. 03 IAT 3088, Kapitel 3.4, 1991.

[35] International Atomic Energy Agency: *Use of Nuclear Reactors for Seawater Desalination*, IAEA-TECDOC-574, Wien 1990.

[36] J. Kupitz: *Nuclear's potential role in desalination*, Nuclear Engineering International, Dezember 1992.

bei Umstellung auf moderne Verfahren käme man mit 15 GW aus. Für die 4 Mio. m^3 mit Membranverfahren würde, falls das Rohwasser ganz aus Meerwasser bestünde, eine elektrische Leistung von rund 1 GW benötigt (Malta: 6,6 kWh/m^3, wobei auch hier eine Senkung durch den technischen Fortschritt zu erwarten ist). Es sei darauf hingewiesen, daß das thermische Verfahren mit exergetisch geringwertigem Dampf arbeitet und die spezifischen Energieverbräuche daher nicht direkt miteinander verglichen werden können. Da dem thermischen Verfahren eine Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung vorgeschaltet werden kann und da es im Falle der Meerwasserentsalzung auch technische Vorteile hat (Unempfindlichkeit, Soleausnutzung), wird es auch in Zukunft genutzt werden.

Bedarf an thermischer Leistung für Wasserentsalzung

Um die Größenordnung des künftigen Bedarfs an thermischer Leistung abzuschätzen, sei angenommen, daß die Gewinnung von Trinkwasser aus Salzwasser sich langfristig verzehnfacht. Das erscheint erlaubt angesichts der Tatsache, daß sich die Schere zwischen Bevölkerungswachstum und spezifischem Wasserverbrauch einerseits und der Wasserversorgung andererseits in großen Teilen aller Kontinente öffnet. Nimmt man weiter an, daß der Anteil des thermischen Verfahrens moderat zurückgeht und daß die technisch jeweils besten Verfahren (Anfang der 90er Jahre: Sizilien) eingesetzt werden, läßt sich langfristig ein Bedarf an thermischer Dampfleistung in der Größenordnung von 100 GW prognostizieren; bei gekoppelter Stromerzeugung ergäbe sich wie zuvor rund das Doppelte an thermischer Reaktorleistung.

Die Verdrängung fossiler Brennstoffe ist gerade in diesem Bereich bedeutsam, da dort vorwiegend Erdöl (oder das in den Erdölersatzstoff Methanol leicht umwandelbare Erdgas) verbrannt wird. Erdöl sollte aber aus bereits genannten Gründen besonders sparsam verwendet werden.

4.6.4.2 Ölgewinnung

Ölgewinnung

Nuklearwärme kann auf verschiedenen Temperaturstufen für die *Ölgewinnung* genutzt werden, und zwar für:

- die tertiäre Ölförderung: Fluten mit Dampf hoher Temperaturen und Drücke (bis 340 °C und 150 bar);
- Ölgewinnung aus Teersanden mit Heißwasser oder Dampf bis zu 150–250 °C;
- Ölgewinnung aus sog. Ölschiefern mit Dampf um 500 °C.

Wie von Marchetti vorgeschlagen[37] kann die tertiäre Ölförderung auch mit CO_2 betrieben werden, das bei Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen mit Hilfe von HTR-Wärme entsteht, nach der Formel:

$$CH_x + 2H_2O + \text{HTR-Wärme} \longrightarrow (2 + \frac{x}{2})H_2 + CO_2. \qquad (4.4)$$

[37] C. Marchetti: *How to Solve the* CO_2*-Problem Without Tears*, 7th World Hydrogen Conference, Moskau 1988.

Zur Förderung einer Tonne Öl werden typischerweise – mit naturgegebenen Streuungen – folgende Mengen benötigt:

- 5 t Dampf für die tertiäre Ölförderung, zu deren Erzeugung sonst 0,4 t Rohöl verbrannt werden müßten[38];
- oder größenordnungsmäßig 500 m^3 CO_2, ebenfalls für die tertiäre Ölförderung, geschätzt nach[37];
- 2 t Dampf für die Ölgewinnung aus Teersanden (Athabasca, Alberta, Canada); 1987 wurden in ganz Alberta knapp 17 000 m^3 Teer und zusätzlich über 12 000 m^3 synthetisches Rohöl (aus Teer) pro Tag gewonnen; bis zum Jahr 2002 sollen die Zahlen mehr als vervierfacht werden[39]. Dafür wären Dampferzeugerleistungen von mehreren GW erforderlich, bei gekoppelter Stromerzeugung entsprechend mehr – allerdings verteilt über drei großflächige Fördergebiete;
- das Äquivalent von etwa 6 t Dampf für die Ölgewinnung aus Ölschiefern einschließlich der Bereitstellung von Strom sowie des Energieaufwandes zur Reinigung der Produkte von Schwefel, Stickstoff etc.[40] Bisher gab es nur eine (nichtnukleare) Versuchsproduktion in Venezuela.

Zur Marktabschätzung sei angenommen, daß in Zukunft ein nennenswerter Teil der gegenwärtig geförderten 3 Mrd. t/a mit Unterstützung von Dampf gewonnen werden muß und daß dies zur Streckung der Ölreserven und zur Schonung der Umwelt zunehmend nuklear geschieht. Anfangs wird die überwiegende Dampfmenge für die tertiäre Ölförderung benötigt werden, während die Gewinnung aus Sanden und Schiefern im Laufe der Zeit verstärkt hinzutreten wird. Für eine Beispielrechnung sei angenommen, daß 1 Mrd. t/a mit Dampffluten produziert wird. Dann liegt die benötigte Dampfmenge in der Größenordnung von 5 Mrd. t/a. Mit Dampfqualitäten bis zu 340 °C und 150 bar (abhängig vom Gebirgsdruck) ergibt sich daraus eine thermische Reaktorleistung bis zu 300 GW. Wie zuvor ist diese Leistung um den Betrag der möglichen Stromerzeugung, soweit technisch machbar und gewollt, zu erhöhen. Weitere nukleare Wärme kann eingesetzt werden, um die gewonnenen Schweröle in leichtere Fraktionen umzuwandeln.

tertiäre Ölförderung

Wegen der Verteilung über große Flächen müßte die Leistung von vielen kleinen Einheiten aufgebracht werden. Mehreren Untersuchungen, z.B. für indonesische Ölfelder[41], wurden 200 MWth-HTR zugrundegelegt; die Verwirklichung scheiterte jedoch bisher stets an mangelnder Wirtschaftlichkeit. Höhere Ölpreise oder eine von der Völkergemeinschaft durchgesetzte

[38] W. Fröhling, K. Kugeler, R. D. Stoll und M. Kugeler: *Einsatz des HTR bei der Erdölförderung*, Vortragsband der Jahrestagung Kerntechnik 1985.

[39] R. N. Houlihan und R. G. Evans: *Development of Alberta's Oil Sands*, International Conference on Heavy Crude & Tar Sands, August 7–12, 1988, Edmonton, Alberta, Canada.

[40] A. T. Bhattacharyya: *Untersuchung zur optimalen Ölschieferausbeute durch den Einsatz von Hochtemperaturreaktoren*, KFA Jülich, Jül-1905, ISSN 0366-0885, 1984.

[41] M. Nurdin: *Technical and Design Characteristics Desired for HTGR in Indonesia*, IAEA Technical Committee Meeting and Workshop on Desired Charasteristics for the Next Generation of Gas Cooled Reactors, Wien, 24.–28. Juni 1991.

Berücksichtigung öko-klimatischer wie friedens- und ressourcenpolitischer Belange könnten diesbezüglich jedoch zu einem Umdenken führen.

Wo sich die Gelegenheit ergibt, das beschriebene CO_2-Fluten anzuwenden, würde nur die Kompressionsarbeit als zusätzlicher Energiebedarf entstehen.

4.6.5 Nuklearwärme für Industrielle Prozesse bis 900 °C

Nuklearwärme aus HTR

Die Auskopplung von Wärme aus Hochtemperaturreaktoren auf diesem Temperaturniveau wurde in seinen einzelnen Komponenten, zum Teil im Maßstab 1:1, in Deutschland erprobt. Für das Zusammenspiel mit dem Reaktor liegen jedoch noch keine Erfahrungen vor. Diese sollen nunmehr mit dem 30 MWth-Hochtemperaturreaktor in Japan (Inbetriebnahme für 1998 geplant) und mit dem bereits erwähnten Versuchsreaktor der Qinghua-Universität (s. Kapitel 4.6.3.1) gewonnen werden.

4.6.5.1 Wärmeerzeugung und -auskopplung

AVR-Reaktor

Die 950 °C auf der Primärseite, die für eine Temperatur von 900 °C auf der Sekundärseite erforderlich sind, wurden bereits erreicht. Der HTR-Versuchsreaktor AVR in Jülich, ausgestattet mit kugelförmigen Brennelementen, wurde von 1974 bis 1989 mit 950 °C als mittlerer Heißgasaustrittstemperatur betrieben. Bei künftigen Kugelhaufenreaktoren wird es nur noch darum gehen, diese Temperatur bei möglichst hoher Leistungsdichte zu erzielen. In Japan soll mit dem erwähnten Testreaktor gezeigt werden, daß 950 °C auch mit blockförmigen Brennelementen erreicht werden können.

Helium-Helium-Wärmetauscher bei 920 °C

Schwieriger gestaltet sich die Wärmeauskopplung, da hierbei Wandtemperaturen bis zu 920 °C auftreten. Zum Nachweis der Machbarkeit wurden zwei *Helium-Helium-Wärmetauscher* unterschiedlicher Bauart (Wendel- und Gradrohr) im Maßstab 1:1 hergestellt und bei den genannten Temperaturen (950–920–900 °C) erfolgreich getestet[42,43]. Die thermisch hochbelasteten Teile wurden aus Inconel 617 gefertigt.

4.6.5.2 Direkte Heizung; Aluminiumoxid-Herstellung

Mit 900 °C auf der Sekundärseite können sehr viele Prozesse betrieben werden. Am einfachsten ist die direkte Heizung, wie sie sich beispielsweise zur Aluminiumoxid-Herstellung nutzen ließe.

Letztere vollzieht sich, ausgehend vom Bauxit, in drei Stufen mit ansteigender Temperatur: Der Lösung von Aluminiumhydroxid aus dem Bauxit,

[42] J. Singh, H. F. Niessen, R. Harth, H. Fedders, H. Reutler, W. Panknin, W. D. Müller und H. G. Harms: *The nuclear heated steam reformer – Design and semitechnical operating experiences*, Nuclear Engineering and Design 78 (1984), No. 2.

[43] W. Maus, K. Mendte, H. Teubner, R. Exner, M. Podhorsky, F. Reuter, E. Achenbach, H. G. Groehn, E. Heinecke und H. Neis: *The He/He heat exchanger – Design and semitechnical testing*, Nuclear Engineering and Design 78 (1984), No. 2.

der Trennung des Aluminiumhydroxids vom Lösungsmittel und der Kalzinierung zu Aluminiumoxid (Al_2O_3). Wegen des so gegebenen Temperaturspektrums kann die vom HTR bereitgestellte Wärme kaskadenartig optimal genutzt werden[44].

Für eine Weltjahresproduktion von 30 Mill. t Al_2O_3 würde eine thermische HTR-Leistung von rund 20 GW genügen. Eisenerzsintern und -pelletisieren und die Zementherstellung würden das Fünffache an Leistung benötigen, sind jedoch wegen zum Teil wesentlich höherer Temperaturen noch nicht technisch realisierbar.

4.6.5.3 Umwandlung fossiler Brennstoffe

Methanspaltung:

Mit Hilfe von HTR-Wärme kann Methan als Hauptbestandteil des Erdgases wie folgt umgesetzt werden:

Methanspaltung

$$CH_4 + H_2O \longrightarrow 3H_2 + CO. \tag{4.5}$$

Das Produkt kann als Synthesegas für eine breite Palette chemischer Produkte genutzt werden.

Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung als Energieträger im sog. *ADAM-EVA-System.* Dafür wird das Produktgas abgekühlt und kalt zum Kunden transportiert. Dort wird mit Hilfe von Katalysatoren die Rückreaktion eingeleitet:

ADAM-EVA-System

$$3H_2 + CO \longrightarrow CH_4 + H_2O. \tag{4.6}$$

Dabei wird Wärme bei etwa 500 °C freigesetzt. Das abgekühlte Wasser wird beim Kunden belassen, das CH_4 wird zum HTR zurückgeführt. So entsteht ein geschlossenes System, das ohne fossile Brennstoffe auskommt, Reaktorwärme zum Kunden transportiert und kein CO_2 abgibt.

Diesen Vorteilen steht als Nachteil gegenüber, daß im Gegensatz zur Erdgasverteilung eine Rückleitung gebraucht wird und daß der Querschnitt dieser Leitungen wesentlich größer sein muß: Bei der Reaktion nach Gleichung 4.6 wird nur ein Viertel der Energie frei, die bei der Verbrennung der gleichen Volumeneinheit Erdgas entsteht, außerdem sind vier statt ein zu transportierendes Molekül daran beteiligt. Demnach muß die Hinleitung einen im Vergleich zur Erdgasleitung 16fach größeren, die Rückleitung einen 4fach größeren Volumenstrom bewältigen.

Deswegen kann das ADAM-EVA-System nur in industriellen Ballungsgebieten eingesetzt werden. Gegenüber vergleichbaren Fernwärmeverteilungssystemen hätte es den Vorteil des kalten Transportes und der hohen Temperatur (500 °C) beim Kunden. Eine Markteinführung wäre denkbar mit Hilfe

[44] M. Schad u.a.: *Einsatz von HTR-Modul-Anlagen in Raffinerien und bei der Aluminiumoxid-Herstellung*, BMFT, 03 LUR 303 bzw. 03 IAT 3088, Kapitel 5, Februar 1991.

bestehender Erdgasnetze und mit Hilfe von Erdgas- und Kohleumwandlungsanlagen, die aus anderen Gründen errichtet und zunächst in halboffener Schaltung betrieben werden.

Wird die Methanspaltung mit Wasserdampfüberschuß betrieben, verläuft die Umwandlung nahezu vollständig wie folgt:

$$CH_4 + 2H_2O \longrightarrow 4H_2 + CO_2. \tag{4.7}$$

Das CO_2 wird abgetrennt und kann in ein Öl- oder Gasfeld geleitet werden. Der Wasserstoff kann Eisenerz CO_2-frei reduzieren, der Ammoniak-Herstellung dienen oder für zahlreiche andere Zwecke eingesetzt werden.

Die Methanspaltung ist eine erprobte Technik. Der Beleg, daß sie auch bei Beheizung mit 900 °C heißem Helium funktioniert, wurde in der KFA Jülich mit den Versuchsständen EVA I und EVA II erbracht[45].

Wasserdampfvergasung von Erdöl:
Diese ebenfalls erprobte Technik nimmt eine Mittelstellung zwischen der Methanspaltung und der Kohlevergasung ein. Die Umstellung einer Kohlevergasung auf Erdölvergasung wurde im Falle des Texaco-Ruhrkohle-Versuchsstandes Oberhausen im Jahr 1988 erfolgreich demonstriert.

Wasserdampfvergasung von Kohle:

Kohlevergasung

Kohlenstoff als Hauptbestandteil der Kohle wird mit Wasserdampf und HTR-Wärme wie folgt vergast:

$$C + H_2O \longrightarrow H_2 + CO, \tag{4.8}$$

oder

$$C + 2H_2O \longrightarrow 2H_2 + CO_2. \tag{4.9}$$

Der Prozeß kann so gesteuert werden, daß Gleichung 4.8 überwiegt.

Die Wasserdampfvergasung von Kohle ist eine alte Technik. Bisher wird die benötigte Wärme durch Verbrennung eines Teils der Kohle mit Luft oder Sauerstoff zu CO oder CO_2 aufgebracht. Die Verbrennung kann zeitlich getrennt von der Vergasung im Wechselbetrieb ablaufen (Stadtgaserzeugung) oder simultan, letzteres mit oder ohne räumliche Staffelung.

Beheizung mit HTR-Wärme

Die Beheizung mit HTR-Wärme muß im Gegensatz dazu durch eine (vorläufig metallische) Rohrwand hindurch geschehen, bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen und damit verlangsamten Umsätzen, die große Apparate erfordern. Zusätzlich stellt sich die Frage, ob direkt mit Reaktorhelium beheizt werden kann oder ob ein Sekundärkreis, mit Helium oder mit einem anderen Medium, zwischengeschaltet werden muß. Letzteres würde die Prozeßtemperatur absenken, mit weiterer Vergrößerung der Apparate als Folge. Außerdem würde die für den Prozeß nutzbare Temperaturspanne verringert, bei gegebener Reaktorleistung würde entsprechend weniger Kohle

[45] H. Fedders und E. Riensche: *EVA I-Versuch zur Kinetik der Methan Dampf-Reformierung in einer Katalysatorschüttung*, KFA Jülich, Jül-Spez.-180, 1982; A. Brandstetter und W. Jansing (Interatom): *Ergebnisse des PNP-Projektes*, 9. Internationale Konferenz über den Hochtemperaturreaktor – Kohle und Kernenergie für die Strom- und Gaserzeugung, (VGB-TB 112), Dortmund, 27./28. Oktober 1987.

vergast und ein größerer Anteil der Reaktorwärme müßte in Strom umgewandelt werden. Eine Verbesserung der Situation durch Katalysatoren oder durch Absenkung des Produktgas-Partialdrucks erweist sich als chemisch und technisch schwierig.

Die genannten Probleme sind von 1975–1986 (auslaufend bis 1993) in einem großangelegten Forschungsprogramm angegangen worden. Schwerpunktmäßig wurde die Wasserdampfvergasung von Steinkohle untersucht[46]. Die Machbarkeit des Verfahrens auch bei Temperaturen um 800 °C, ohne Katalysator etc. wurde nachgewiesen. Die errechneten Kosten waren nicht so hoch, daß sie als prohibitiv bezeichnet werden konnten; die Produkte waren jedoch deutlich teurer als Erdöl und Erdgas, deren Preise 1985 stark zurückgingen.

Wenn die Preise für Erdöl und Erdgas wieder steigen, wird es Sinn machen, den Faden wieder aufzunehmen. Das wird bedeuten, zunächst die bisher schon gesehenen, aber nicht weiter verfolgten Verbesserungsmöglichkeiten auszuschöpfen. Von besonderem Interesse wird die Erhöhung der Temperatur durch verbesserte, evtl. keramische oder Verbund-Wärmetauscher sein. (Die Erhöhung der Heliumtemperatur am Kernaustritt ist ein geringeres Problem.) Neue verbesserte Katalysatoren, Produktgas-Partialdrucksenkung, Optimierung des Prozeßdrucks und apparative Verbesserungen (z.B. stehende statt liegende Vergaser) werden zu untersuchen sein.

Hydrierende Kohlevergasung:

Parallel zur Wasserdampf-Kohlevergasung (Schwerpunkt Steinkohle) wurde in Deutschland auch die hydrierende Kohlevergasung (Schwerpunkt Braunkohle) untersucht[47]. Dieser Prozeß geht von der Methanspaltung nach Gleichung 4.7 aus. Danach noch vorhandenes CO wird mit Wasserdampf in einem nachgeschalteten Konverter zu $H_2 + CO_2$ umgewandelt. Das CO_2 wird ausgewaschen; der Wasserstoff wird wie folgt zur Kohlehydrierung genutzt:

hydrierende Kohlevergasung

$$4H_2 + 2C \longrightarrow 2CH_4. \tag{4.10}$$

Von den nach Gleichung 4.10 erzeugten 2 CH_4 wird eins zur Methanspaltung, Gleichung 4.7, zurückgeführt, das andere wird verkauft. Statt einem CH_4 könnten natürlich auch zwei der vier H_2 vermarktet werden.

Gegenüber der Wasserdampf-Kohlevergasung hat dieses Verfahren den Vorteil, daß die Primärreaktion (Gleichung 4.7) technisch einfacher und sauberer durchzuführen ist. Von Nachteil ist, daß zwei Apparate für die Reaktionen nach Gleichung 4.7 und 4.10 benötigt werden und daß der Kohlenstoff nicht vollständig umgesetzt werden kann.

Was die wirtschaftliche Seite angeht, gilt im wesentlichen das zur Wasserdampf-Kohlevergasung Gesagte. Bei Wiederaufnahme des Fadens

[46] Ruhrkohle Öl und Gas GmbH: *Studie zur Kohlevergasung mit Nuklearer Prozeßwärme*, Forschungsbericht, Juni 1988.

[47] Rheinische Braunkohlewerke AG: *Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme (PNP), Arbeiten zur Festlegung des Anlagenkonzeptes (HTR, HKV)*, Forschungsbericht, November 1987.

wird auch hier zunächst an Verbesserungen des Prozesses zu arbeiten sein, so z.B. an einer sinnvollen Weiterverwendung oder -verarbeitung des Restkokses.

4.6.5.4 Nutzung der erzeugten Produkte

Für gasförmige und flüssige Produkte, die mit Hilfe von HTR-Wärme aus fossilen Brennstoffen erzeugt werden, ergibt sich ein breiter, die ganze Palette der nichtelektrischen Energieanwendung umfassender Markt, vom Verkehr über die Stahlerzeugung und die Chemie bis hin zur Raumheizung:

Methanol für den Verkehr:

Methanol-herstellung

Die Herstellung von Methanol als Motortreibstoff sei wegen ihres großen Potentials zuerst genannt. Sie wird großmaßstäblich aber erst vergleichsweise spät verwirklicht werden – wenn überhaupt. Zuerst wird der HTR sich als Prozeßdampflieferant bewähren müssen, dort, wo es sich wirtschaftlich lohnt, z.B. bei der tertiären Ölförderung. Dann ist seine Einführung als Methanspalter denkbar, um mit dem so erzeugten Wasserstoff Stahl, Ammoniak u.a. weitgehend CO_2-frei herzustellen. Danach wäre eine großtechnische Methanolerzeugung möglich, falls der Treibstoffmarkt das nahelegt. Es ist aber nicht auszuschließen, daß die heute erkennbaren Probleme bis dahin anders gelöst sein werden, z.B. durch einen Mix von Elektro- und Hybridfahrzeugen, letztere mit Erdgas oder Benzin/Diesel als Brennstoff. Ein solcher Mix könnte die Erdölvorräte vielleicht hinreichend strecken und die CO_2-Emission hinreichend senken.

Methanol als Treibstoff

Ebenso wenig ist aber auszuschließen, daß Methanol der Treibstoff der Zukunft sein wird. Falls er das wird, kann nukleare Wärme einen vergleichsweise großen Beitrag leisten: Die Herstellung von 2 Mio. t Methanol, deren Energieinhalt etwa 1 Mio. t Benzin entspricht, ist beispielsweise möglich mit:

- 0,4 Mio. t Schweröl,
- 650 Mio. m^3 Erdgas,
- 950 MW thermischer HTR-Leistung, bei 7 500 Vollaststunden pro Jahr[48].

Diese Zahlen sind noch zu vermindern, da Kraftfahrzeuge mit Methanolmotoren weniger Energie benötigen als solche mit Diesel- oder Benzinmotoren. Der Methanolmotor ähnelt einem Dieselmotor, ermöglicht jedoch einen höheren Druck bei geringerer Spitzentemperatur, geringere Wärmeverluste (keine abstrahlenden Rußpartikel), weniger Kühlung, günstige Nutzung der Energie der Abgase, Brennstoffeinspritzung mit geringem Druck, Betrieb nahe dem optimalen Wirkungsgrad unter allen Fahrbedingungen, Wiedergewinnung der Bremsenergie; der Motor ist kleiner und wiegt weniger, was den Bau von Autos mit geringerem Widerstand erlaubt. Einige der Verbesserungen ließen sich auch mit anderen Treibstoffen nutzen, aber die meisten können leichter mit Methanol verwirklicht werden[49].

[48] Berechnet von M. Schad, (LURGI) und R. Candeli (INTERATOM), September 1990.
[49] Ch. L. Gray jr., und J. A. Alson: *Ein Plädoyer für das Methanol-Auto*, Spektrum der Wissenschaft, Januar 1990.

Die Angaben darüber, wie viel damit erreicht werden kann, gehen weit auseinander, was an der Wahl des Bezugspunktes und an dem Grad erreichter oder angenommener methanolspezifischer Optimierung liegt. Unter Einbeziehung des Teillastverhaltens sollten sich gegenüber guten modernen Autos Verbrauchsminderungen von 30 bis 40 % erreichen lassen, im Bestpunkt vielleicht 20 %. Es spricht nun einiges dafür, daß künftig der Bestpunkt das Normale sein wird (Hybridfahrzeuge), so daß etwa dann, wenn das Methanol-Auto im größeren Maßstab eingeführt werden soll, der Wirkungsgradvorteil nur in der zuletzt genannten Größenordnung liegt.

Brennstoffzellen

In *Brennstoffzellen* kann Methanol mit noch besserem Wirkungsgrad eingesetzt werden. Hinreichend kleine fahrzeugtaugliche Brennstoffzellen werden derzeit entwickelt[50]. Bei Brennstoffzellen ist die Kombination mit Batterien (Hybridfahrzeuge) besonders naheliegend.

Bleibt man bei einer Verbrauchsminderung von 20 % relativ zum Benzinmotor, wären 1 Mio. t Benzin beim Übergang auf Methanol durch folgende Einsatzmengen zu substituieren:

- 0,32 Mio. t Schweröl,
- 520 Mio. m^3 Erdgas,
- 760 MW thermische HTR-Leistung.

Ressourcenschonung durch Nutzung von Methanol

Andererseits benötigt eine Raffinerie mit Schweröl-Crackanlage je nach Rohöl-Provenienz 1,12 bis 1,15 Mio. t Rohöl zur Erzeugung von 1 Mio. t Benzin. Integral bedeutet das, daß man dieselbe Fahrleistung mit etwa 28 % des Öleinsatzes erreicht, was aus ökologischer Sicht (in nuce: Öl statt Holz in der 3. Welt), aus friedenspolitischer Sicht und aus Sicht der Ressourcenschonung von großer Bedeutung ist. Wenn die Ölindustrie für einen Übergang auf Methanol durch entsprechende staatliche Rahmensetzung belohnt wird, wird sie solchen Vorschlägen positiv gegenüberstehen, dies umso mehr, als sie damit ihr Geschäft langfristig sichert. Als weiterer externer Nutzen käme eine Senkung der CO_2-Freisetzung um etwa 27 % hinzu.

Die Verbesserung der Motorwirkungsgrade würde den Übergang auf Methanol wirtschaftlich erleichtern; eine Internalisierung externer Effekte, insbesondere das Vermeiden öko-klimatisch bedingter Schäden und ein Weniger an Rüstung zur Sicherung der Ölversorgung, würde Methanol wettbewerbsfähig machen.[51] Letzteres aber setzt staatliches Handeln voraus, und zwar im großen Maßstab, weil ein neues Treibstoffsystem sich nur so durchsetzen kann.

[50] K. E. Noreikat, J. Friedrich und T. Klaiber (Daimler-Benz): *Brennstoffzelle, ein zukünftiger Fahrzeugantrieb?* Fachtagung »Energieversorgung mit Brennstoffzellenanlagen – Stand und Perspektiven«, VDI-GET, Darmstadt, 15./16.02.1995; VDI-Bericht 1174.

[51] D. Schwarz: *Bericht über die 8. internationale Hochtemperaturreaktor-Tagung in San Diego, Kalifornien/USA, 15./16. September 1986*; darin:

- Senator Hatfield, Oregon/USA: *Warnung vor Krieg um Öl*;
- K. Knizia: *Ethische Forderung an Industrienationen, Nachfrage nach Öl zugunsten der Dritten Welt zu vermindern*, VGB Kraftwerkstechnik, Dezember 1986.

Treibstoffmarkt

Weltweit wurden 1990 etwa 1 200 bis 1 300 Mio. t Treibstoff verbraucht. Nimmt man nun an, daß die Verbesserung des Wirkungsgrades durch ein Mehr an Fahrleistungen in etwa wieder aufgezehrt wird, wären über 1 000 GW thermischer HTR-Leistung für einen annähernd vollständigen weltweiten Übergang auf Methanol notwendig. Ein Teil der zusätzlichen Fahrleistungen wird von Elektro-Autos in den Städten aufzubringen sein.

Sollte langfristig auch die verminderte Menge an Rohöl zur Herstellung von Methanol nicht mehr zur Verfügung stehen, ließe es sich auch anders herstellen, und zwar 2 Mio. t Methanol pro Jahr mit

- 0,5 Mio. t Kohle,
- 700 Mio. m^3 Erdgas,
- 980 MW thermischer HTR-Kapazität mit 7 500 h/a[48].

In diesem Fall könnte die Methanolerzeugung durch eine einfache Summenformel dargestellt werden:

$$C + CH_4 + 2H_2O \longrightarrow 2CH_3OH. \quad (4.11)$$

Sollte auch Erdgas knapp werden, ließe sich Methanol ausschließlich aus Kohle herstellen, beispielsweise durch Vorschalten einer Kohlevergasung. Das bedeutet, daß die Treibstoffversorgung in Form von Methanol noch viele Generationen nach Versiegen der letzten Ölquellen gesichert ist.

Methanolgewinnung aus Öl, Erdgas und Kohle

Bei der Methanolgewinnung aus Öl und Erdgas sowie aus Kohle und Erdgas waren die Mengen stöchiometrisch so gewählt worden, daß bei der Methanolerzeugung selbst kein CO_2 freigesetzt wird. Wenn das Methanol nur noch aus Kohle gewonnen wird, ist das nicht mehr möglich. Als vereinfachte Summenformel (Kohle als Kohlenstoff gerechnet) ließe sich dann schreiben:

$$3C + 4H_2O \longrightarrow CO_2 + 2CH_3OH. \quad (4.12)$$

Damit würden zwar integral 50 % mehr CO_2 abgegeben, aber immer noch deutlich weniger als beim alternativen Kohlebenzin.

Gegenüber dem Methanolpfad ist die aus ölpolitischen Gründen erwogene Gewinnung von Öl aus sog. Ölschiefern (ohne HTR-Einsatz) wesentlich schlechter. CO_2 entsteht zunächst bei der Schwelung der Ölschiefer zur Gewinnung der darin enthaltenen Kohlenwasserstoffe, weiteres CO_2 wird freigesetzt, wenn daraus durch Anlagerung von Wasserstoff aus Wasser leichtere Fraktionen wie Benzin hergestellt werden, und schließlich gibt ein Benzinmotor wegen des schlechten Wirkungsgrades mehr CO_2 ab als ein Methanolmotor. Diese Nachteile könnten nur vermieden werden, wenn HTR bereits bei der Schwelung eingesetzt würden und wenn aus den so gewonnenen Kohlenwasserstoffen, wieder mit Hilfe von HTR, Methanol hergestellt würde. Damit würden Ölschiefer eine Rolle spielen, die nur wenig von Kohle (hinsichtlich des Wasserstoffgehaltes) unterschieden wäre. Abgestuft gilt das Gesagte auch für die tertiäre Ölförderung und die Gewinnung von Öl aus Teersanden.

Stahlerzeugung:

Die Eisenerzreduzierung mit Wasserstoff oder Reduktionsgas (H_2 + CO), gewonnen aus Erdgas, und die anschließende *Stahlerzeugung* in Elektro-Öfen ist eine erprobte, wenn auch erst in geringem Umfang angewendete Technik. Eine Verknüpfung dieser Technik mit Hochtemperaturreaktoren[52], die Wasserstoff oder Reduktionsgas aus Kohle bereitstellen und gleichzeitig den benötigten Strom erzeugen, würde die CO_2-Freisetzung auf das stöchiometrisch notwendige Maß vermindern; dieses wäre, als Summenformel geschrieben:

Stahlerzeugung

$$2Fe_2O_3 + 3C \longrightarrow 4Fe + 3CO_2, \quad (4.13)$$

wenn man von reinem Kohlenstoff ausgeht. In diesem Fall werden 224 g Fe mit 36 g C erzeugt, oder 1 t Roheisen mit 161 kg Kohlenstoff. Die vorgeschaltete Kohlevergasung sorgt dafür, daß im wesentlichen die chemischen Eigenschaften des Kohlenstoffs genutzt werden. Im Hochofen muß dieser auch noch die Erhitzungs- und Schmelzenergie aufbringen, weswegen dort das Äquivalent von etwa einer halben Tonne Kohle pro Tonne Roheisen benötigt wird. Bei Einsatz des Hochtemperaturreaktors würde die Reaktionswärme als fühlbare Wärme bei 700–800 °C und die Schmelzenergie in Form von Strom eingebracht. Insgesamt wird auf diesem Weg die Hälfte des CO_2 vermieden, auch wenn man in der Praxis mit 200 statt 161 kg Kohlenstoff pro Tonne Roheisen rechnet.

Geht man anstelle von Kohle von Erdgas aus, so lautet die Summenformel:

$$4Fe_2O_3 + 3CH_4 \longrightarrow 8Fe + 3CO_2 + 6H_2O. \quad (4.14)$$

Auf 1 t Roheisen entfielen dann nur noch 80 kg Kohlenstoff, in der Praxis etwa 100 kg. Damit würde die CO_2-Freisetzung nochmals halbiert.

Die Technik der Erzreduktion mit reformiertem Erdgas wird bei der Eisenerzeugung auf der Basis Erdgas schon lange angewandt und kann daher als etabliert gelten, ebenso die anschließende Elektrostahlerzeugung.

Die Kombination HTR-Stahlerzeugung wurde bereits in den 70er Jahren vom *European Nuclear Steelmaking Club*[53] und einer ähnlichen japanischen Vereinigung (ENSA) untersucht, aus wirtschaftlichen Gründen und wegen der Risiken, die mit einer Erstanlage verbunden sind, bisher nicht verwirklicht.

Die Bewältigung des CO_2-Problems wird hier neue Anstöße liefern. Der Anteil der Stahlerzeugung an der CO_2-Freisetzung beträgt derzeit (1994) etwa 5 %, ist also durchaus beachtenswert. Voraussetzung für die Anwendung CO_2-mindernder Technik wäre eine entsprechende staatliche Rahmensetzung, die Übernahme von Erstanlage-Mehrkosten und -Risiken, sowie ein Schutz gegen Wettbewerber, die an billiger, viel CO_2-freisetzender Technik festhalten.

CO_2-Freisetzung bei Stahlerzeugung

[52] K. Kugeler und R. Schulten: *Hochtemperaturreaktortechnik*, Kapitel 8.9.4, ISBN 3-540-51535-6, Berlin 1989.

[53] BNES: *Nukleare Stahlerzeugung*, 4 Vorträge anläßlich der »International Conference on the High Temperature Reactor and Process Applications«, British Nuclear Energy Society, London 1974.

Wenn die CO_2-mindernde Technik weltweit angewendet wird, würde für die gegenwärtige Weltroheisenproduktion von 530 Mio. t gemäß [52] eine thermische HTR-Leistung von etwas über 200 GW ausreichen.

In den 80er Jahren wurde auch eine Kombination von Methanol- und Roheisenerzeugung auf der Basis von Kohle untersucht. Nach einem Verfahrensschema der Bergbau-Forschung soll ein HTR von 500 MWth 1,4 Mio. t/a Kohle unter Einsatz von Wasserdampf teilvergasen. Der dabei entstehende Feinkoks soll 1,3 Mio. t/a Eisenerz im Eisenbad reduzieren (Klöcknerverfahren) und insgesamt 0,8 Mio. t/a Roheisen erzeugen. Das bei der Reduzierung überwiegend entstehende Kohlenmonoxid soll mit den im Vergasungsschritt entstandenen Gasen 1,3 Mio. t/a Methanol erzeugen.

In dem Gesamtprozeß wird etwa doppelt so viel CO_2 freigesetzt, wie stöchiometrisch notwendig wäre. Hauptidee des Prozesses ist die Teilvergasung, die die in Kapitel 4.6.5.3 diskutierte Apparategröße erheblich zu verkleinern erlaubt und damit zur Senkung der Gesamtkosten beiträgt.

Synthesegas und Wasserstoff für Chemie und Ölraffinerien:
Mischungen von Wasserstoff und Kohlenmonoxid, sog. Synthesegas, und reiner Wasserstoff lassen sich in der Chemie vielfältig einsetzen, vor allem für die breite Palette der Kohlenwasserstoffe und für die Synthese von *Ammoniak* (NH_3). In Ölraffinerien wird viel Wasserstoff zum Cracken (Erzeugung leichterer Fraktionen aus schwereren) benötigt. Das vorzugsweise in Großfeuerungsanlagen eingesetzte Schweröl wurde daraus bereits zu einem nennenswerten Teil verdrängt; das sollte fortgesetzt werden, wobei aus energie- und umweltpolitischen Gründen Energiesparmaßnahmen (in der Industrie bisher schon sehr erfolgreich durchgeführt), Kohle und Kernenergie einander ergänzen sollten.

Ammoniak

Zur Herstellung des Wasserstoffs für den größten Einzelposten, Ammoniak, und zwar für den weltweiten, gegenwärtigen Bedarf, würde eine thermische HTR-Leistung von 50 GW ausreichen. Für die Gesamtheit anderer Zwecke führt eine Schätzung auf der Basis allgemeiner Indizes zu einer Leistung von etwa 100 GW. Diese Zahl ist etwas zu vermindern, wenn weniger Wasserstoff zum Cracken benötigt und dafür mehr Methanol erzeugt wird; wie erläutert, wäre letzteres aus ressourcen- und umweltpolitischen Gründen dem Cracken vorzuziehen.

Wasserstoffherstellung

Raumheizung:
Theoretisch wäre auch die Raumheizung ein großer Markt für gasförmige (und flüssige) Produkte aus der Hochtemperatur-Umwandlung von Erdgas und Kohle. So wären beispielsweise denkbar:

Raumheizung

- Streckung der Erdgasvorräte durch vorherige Umwandlung des Erdgases in Wasserstoff, dessen oberer Heizwert 29 % über dem des Methans liegt. Mit dem oberen Heizwert darf gerechnet werden, da die Kondensationswärme des Verbrennungsproduktes Wasser problemlos genutzt werden kann.
- Anwendung des ADAM-EVA-Systems auch für die Raumheizung (für den Grundlastsockel in Ballungsgebieten).
- Gasheizung mit erzeugtem Methan (Gleichung 4.10) oder Stadtgas (Gleichung 4.8).

— Nutzung des erzeugten Wasserstoffs zur Hydrierung von Kohle und Heizung mit Kohleöl.

Praktisch dürfte und sollte keiner dieser denkbaren Wege einen nennenswerten Beitrag zur Raumheizung liefern. Zum einen wird Erdgas anderswo nötiger gebraucht (s.u.). Zum anderen ist die oben beschriebene Kombination von Maßnahmen zur Raumheizung - bessere Wärmedämmung, Lüftungswärmepumpen, Restbedarfsdeckung an kalten Tagen zum Teil durch Nachtspeicherheizungen sowie nukleare Fernwärme an dafür geeigneten Standorten – konsequenter hinsichtlich einer Rückdrängung fossiler Energien und wahrscheinlich nicht teurer als die Erzeugung von Ersatzbrennstoffen.

Optimierung des Erdgaseinsatzes:
Bei der Vielzahl der Anwendungen von Hochtemperaturwärme ist die Herstellung von Wasserstoff oder Synthese/Reduktionsgas aus Erdgas mit Hilfe von Dampf und HTR-Wärme stets die Vorzugsvariante. Die Gründe dafür liegen in der Einfachheit, Sauberkeit und Erprobtheit des Prozesses und in der Tatsache, daß bei der Umwandlung von Erdgas deutlich weniger CO_2 entsteht als bei anderen fossilen Primärenergieträgern.

Erdgas-Umwandlung

Wollte man nun den gesamten Treibstoffsektor Deutschlands auf Methanol umstellen, und nimmt man an, daß die prognostizierten Wirkungsgradverbesserungen erreicht werden (zumindest bei Lastkraftwagen ist diese Annahme zu günstig) und daß die Verkehrsleistungen nicht mehr steigen (auch dies ist eine zu günstige Annahme), will man zusätzlich die Roheisenerzeugung ganz auf Wasserstoff oder Reduktionsgas umstellen, und will man in allen Fällen Erdgas als Ausgangsrohstoff einsetzen, dann müßte der Erdgasverbrauch um mindestens 50 % steigen. Da es fraglich ist, ob diese Menge beschafft werden kann und da auch andere Sektoren (insbesondere Raumheizung) gern mehr Erdgas verwenden würden, stellt sich die Frage der Prioritäten. Wählt man unter mehreren denkbaren Kriterien das Kriterium der CO_2-Vermeidung, dann können mit einer gegebenen CH_4-Menge gemäß folgender Reihenfolge abnehmende Mengen von CO_2 eingespart werden:

1. Umstellung der Stahlindustrie auf H_2 (+ CO),
2. Umstellung des Verkehrs auf Methanol,
3. Verdrängung von Steinkohlestrom und Ölheizungen durch erdgasbetriebene Blockheizkraftwerke (BHKW),
4. Verdrängung von Steinkohlestrom durch Gas-Dampfturbinenkraftwerke auf Erdgasbasis,
5. Verdrängung von Heizöl durch Erdgas bei der Direktheizung.

Die Möglichkeiten 3 und 4 unterscheiden sich nur wenig (um etwa 10 %). Wird, wie von manchen erwünscht, Kernenergiestrom verdrängt, ergibt sich statt einer CO_2-Vermeidung eine nennenswerte Erhöhung des CO_2-Ausstoßes (ein BHKW braucht mehr als doppelt so viel Energie für den Teilzweck Heizen wie ein nur auf diesen Zweck ausgerichteter Brennwertkessel).

Blockheizkraftwerke

Das Erdgas sollte also vorrangig dort genutzt werden, wo damit am meisten erreicht werden kann. Wenn die Erdgasvorräte knapp werden, wird es technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll sein, auf Kohle als Ausgangsrohstoff überzugehen. Sollten die dabei zusätzlich entstehenden CO_2-Mengen bedenklich sein, kann zusätzlich durch Wasserspaltung erzeugter Wasserstoff (s. Kapitel 4.6.6) eingespeist werden.

4.6.5.5 Auswirkung auf industrielle Strukturen

Die dargestellten vielfältigen Möglichkeiten, nukleare Wärme im Bereich der Grundstoffindustrie einzusetzen, beeinflussen nicht nur die Energieversorgung, sondern auch die industriellen Strukturen. Es ist nicht länger notwendig, Rohstoffe oder Energie in großen Mengen über weite Entfernungen zu transportieren, um beide zusammenzubringen. Die Energie kann nunmehr überall erzeugt werden, und die Rohstoffe können dort verarbeitet werden, wo sie gefunden werden. So müssen nur Halbzeuge oder Fertigprodukte transportiert werden. Dies würde den Entwicklungsländern helfen, die auf den Export von Rohstoffen mit schwankenden Weltmarktpreisen angewiesen sind.

4.6.6 Wasserspaltung mit Nuklearwärme

Wasserstoffverbrauch

Weltweit werden derzeit rund 500 Mrd. m^3 Wasserstoff pro Jahr (1994) gebraucht, was einer thermischen Dauerleistung von 170 GW entspricht[54]. Dieser Wasserstoff wird heute überwiegend durch Wasserdampfspaltung fossiler Brennstoffe unter Energiezufuhr hergestellt, siehe Gleichung 4.4. Die Energie wird durch Verbrennung eines Brennstoff-Teilstroms aufgebracht, wobei zusätzliches CO_2 entsteht. Nur ein kleiner Teil des Wasserstoffs entsteht als Nebenprodukt der Elektrolyse, z.B. zur Erzeugung von Chlor.

staatliche Vorgaben für CO_2-Vermeidung

Brennstoff und CO_2 werden eingespart, wenn HTR die Umwandlungsenergie liefern, wie in Kapitel 4.6.5 beschrieben. Bei den Brennstoffpreisen des Jahres 1994 ist das nicht wirtschaftlich. Wenn der Staat jedoch bestimmte CO_2-Vermeidungsziele vorgibt und deren gesetzlichen Rahmen so gestaltet, daß die jeweils wirtschaftlichste Maßnahme auf diesem Wege bevorzugt wird, würde die Wasserdampfspaltung mit HTR bald wirtschaftlich werden. Es sei daran erinnert, daß einer solchen Technik auch noch andere positive externe Effekte, insbesondere ökologische und rüstungsmindernde, gutzuschreiben wären.

Wasserstofferzeugung durch Wasserspaltung

Selbst wenn HTR die Prozeßenergie liefern, entsteht bei der Wasserstofferzeugung auf der Basis fossiler Brennstoffe unvermeidlich CO_2, siehe Gleichung 4.4. Eine vollständig CO_2-freie Wasserstofferzeugung ist nur durch Wasserspaltung möglich.

Elektrolyse

Eine erprobte Technik der Wasserspaltung ist die *Elektrolyse*. Die so erzeugte Energie in Form von Wasserstoff ist zwangsläufig teurer als die Einsatzenergie Strom, da die Elektrolyse-Anlage zusätzlich zu bezahlen ist

[54] Daten von Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, zitiert in VDI-Nachrichten, 24.03.1995.

und da kein Umwandlungsprozeß verlustfrei abläuft. Nur bei extrem geringen Stromkosten kommt so erzeugter Wasserstoff in die Nähe der Wirtschaftlichkeit. Solche Gegebenheiten findet man nur bei großen, entlegenen Wasserkraftwerken wie z.B. im Nordosten Kanadas.

Schwachlaststrom aus Kernkraftwerken hilft hier auch nicht, da die Kapitalkosten für die Elektrolyse-Anlage umgekehrt proportional zur Einsatzdauer ansteigen und dem Vorteil niedriger Stromkosten entgegenwirken.

Sinnvoller ist der Versuch, den Umwandlungswirkungsgrad zu erhöhen: Heutige Elektrolyseverfahren erreichen Wirkungsgrade bis zu 80 %. Mit Strom aus Leichtwasserreaktoren (LWR) lassen sich damit Gesamtwirkungsgrade von 26 %, mit HTR-Strom Wirkungsgrade von 31 % erzielen. Für fortschrittliche Elektrolyseverfahren[55] werden Wirkungsgrade bis nahe 100 % erwartet, womit sich der Gesamtwirkungsgrad für LWR auf 32 %, für HTR auf 38 % anheben ließe. Weitere Wirkungsgradverbesserungen setzen das Einbringen von Wärme bei möglichst hoher Temperatur voraus. Aus der großen Zahl denkbarer Prozesse seien die Hochtemperatur-Elektrolyse (Hot Elly) und die Schwefelsäureprozesse ausgewählt.

Hochtemperatur-Elektrolyse

Bei der Hochtemperatur-Elektrolyse[56] wird eine Senkung der Elektrolyse-Spannung dadurch erreicht, daß die Elektrolyse im Temperaturbereich von 900 bis 1000 °C abläuft. Dabei ist zwischen dem autothermen und dem allothermen Verfahren zu unterscheiden. Beim autothermen Verfahren geschieht die Aufheizung durch die bei der Elektrolyse freiwerdende Wärme, beim allothermen Verfahren durch äußere Beheizung. Im letzteren Fall wird die Eigenwärme durch Absenken der Leistungsdichte verringert, wobei der apparative Aufwand im umgekehrten Verhältnis zunimmt. Diesem Nachteil steht eine weitere Verringerung der Elektrolysespannung und die Erhöhung des Wirkungsgrades gegenüber. Bisher wurde lediglich die autotherme Hochtemperatur-Elektrolyse in kleinem Maßstab erprobt.

Schwefelsäureprozesse

Unter den chemothermischen Hochtemperatur-Prozessen wurde bisher am meisten in eine Reihe von Verfahren investiert, die die Zersetzung von Schwefelsäure als gemeinsames Element enthalten. Schwefelsäure wird zunächst möglichst weitgehend von Wasser befreit und auf einer höheren Temperaturstufe in Wasser und SO_3 zerlegt. SO_3 wird schließlich auf der höchsten Temperaturstufe (bei etwa 900 °C) in SO_2 und Sauerstoff gespalten. Die werkstofftechnischen und verfahrenstechnischen Probleme, die mit dieser Zerlegung verbunden sind, sollen mit Hilfe eines Zwischenwärmeträgers gelöst werden. Hierfür wurde eine Pilot-Anlage im europäischen Forschungszentrum Ispra 1983 in Betrieb genommen[57]. Das erzeugte SO_2 soll auf verschiedene Weisen genutzt werden:

[55] J. Divisek, P. Malinowski, J. Mergel und H. Schmitz: *Improved construstion of an electrolytic cell for advanced alkaline water electrolysis*, Proceedings of the 5th World-Hydrogen Energy Conference, Toronto/Canada, 1984.

[56] W. Dönitz und E. Erdle: *High temperature electrolysis of water vapour – Status of development and perspectives for application*, Toronto 1984, vgl. auch Fußnote 55.

[57] G. Beghi: *Hydrogen production, energy storage and transport*, 1983 Annual Status Report, EUR 9027 EN, 1984.

- Im Westinghouse-Verfahren wird mit Hilfe von Strom aus SO_2 und Wasser Schwefelsäure und Wasserstoff gebildet, bei abgesenkter Elektrolysespannung. In der Bundesrepublik Deutschland hat die KFA Jülich verfahrenstechnische Verbesserungen eingebracht[58].
- Beim General-Atomics-Verfahren wird SO_2 mit Jod und Wasser zu Schwefelsäure und Jodwasserstoff umgesetzt. Nach Trennung der beiden Produkte mittels Schwerkraft wird Jodwasserstoff vom Wasser getrennt und bei leicht erhöhter Temperatur in Jod und Wasserstoff zerlegt. Auch dieser Prozeß wurde in der Bundesrepublik Deutschland thermodynamisch-verfahrenstechnisch optimiert[59].
- Beim Bromwasserstoff-Schwefelsäure-Prozeß tritt Brom an die Stelle von Jod. Der Kreisprozeß wurde in Ispra im Labormaßstab ab 1978 demonstriert[57].

Für diese Verfahren werden Wirkungsgrade von 46 % und mehr vorausgesagt, was deutlich über den Werten liegt, die selbst mit verbesserten Elektrolyseanlagen zu erreichen sind.

Die Aussichten auf hohe Wirkungsgrade wie auch die universelle Verwendbarkeit des Wasserstoffs lassen es lohnend erscheinen, auf diesen Wegen fortzuschreiten. Dabei muß das Ziel, den Wasserstoff billiger herzustellen als mit fortschrittlichen Elektrolyseverfahren, stets im Auge behalten werden.

Trotz aller Bemühungen wird rein nuklear erzeugter Wasserstoff relativ teuer bleiben und nur dann einen Platz finden, wenn andere Möglichkeiten der CO_2-Minderung ausgeschöpft sind. Das bedeutet, daß gegenwärtige Entwicklungsarbeiten sich nur auf sehr lange Sicht lohnen werden. Weil das so ist, haben alle Länder mit Ausnahme Japans[60] die Arbeiten an der chemothermischen Wasserspaltung eingestellt. Die Hochtemperaturelektrolyse wird in Deutschland von Siemens und Dornier nur in ihrem Umkehrprozeß, der SOFC-Brennstoffzelle, weiterentwickelt.

Solarwasserstoff

Für Solarwasserstoff sind die wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten noch wesentlich geringer: Photovoltaisch erzeugter Strom in Deutschland wird auch langfristig sehr teuer sein und bezogen auf die Spitzenlast ein Achtel des Jahres oder weniger zur Verfügung stehen. Die Kapitalkosten der damit gekoppelten Elektrolyse-Anlagen würden dadurch spezifisch beispielsweise versechsfacht, wobei unterstellt wird, daß sie nicht auf die Spitzenlast ausgelegt werden. Solarthermische Anlagen in der Sahara wären nicht so teuer,

---

[58] B. D. Struck, H. Neumeister, H. Schirbach, D. Tiefenbach und A. Naoumidis: *Tungsten carbide cathode for hydrogen production*, Toronto 1984, vgl. auch Fußnote 55; Dissertationen H. Lennartz (1980) und J. Helmig (1981), beide Aachen, zitiert im Westinghouse-Beitrag, Toronto 1984, vgl. auch Fußnote 55.

[59] W. Weirich, K. F. Knoche, F. Behr und H. Barnert: *Thermochemical process for water splitting – status and outlook*, Nuclear Engineering and Design 78 (1978), No. 2, April 1984; K. F. Knoche, H. Schepers und K. Hesselmann: *Second law and cost analysis of the oxygen generation step of the General Atomic sulfur-iodine cycle*, Toronto 1984, vgl. auch Fußnote 55; K. F. Knoche, H. Engels und J. Thönissen: *Direct dissociation of hydrogeniodide into hydrogen and iodine from* HI, H_2O, I_2*-solution*, Toronto 1984, vgl. auch Fußnote 55.

[60] H. Barnert (KFA Jülich): persönliche Mitteilung; Forschung u.a. durch Miyamoto, JAERI sowie Universität Tokio.

müßten aber mit kostenerhöhenden Wärmespeichern gekoppelt werden, um die Elektrolyse-Anlagen auch nachts mit Strom beliefern zu können; der dort erzeugte Wasserstoff würde durch Transportkosten und Energieverluste auf dem Transport nochmals verteuert. Hinzu kämen politische Probleme oder, anders ausgedrückt, Kosten für die Sicherung der Energieversorgung für den Fall politisch bedingter Lieferunterbrechung. Die friedlichste Methode, aber leider auch eine sehr teure, wäre das Vorhalten gleichgroßer Reservekapazitäten im Inland. Ein wirtschaftlicher Einsatz von Solarwasserstoff ist angesichts dessen auch langfristig nicht erkennbar.

Allgemein gilt für Wasserstoff, der aus Strom erzeugt wird, daß er teurer ist als Strom und daß er sich deswegen wirtschaftlich nur nutzen läßt, wo es um die chemischen Eigenschaften des Wasserstoffs geht (Erzreduktion, Ammoniak etc.) und wo Fragen der Speicherung und des Transports anders nicht gelöst werden können. Wasserstoff wird daher nicht, wie vielfach geglaubt, der dominierende Sekundärenergieträger der Zukunft werden.

4.6.7 Möglicher Beitrag der Nuklearwärme zur Lösung der Weltprobleme

Die großen Weltprobleme sind im wesentlichen:

Zukunftsprobleme bezüglich Energie und Ressourcen

- Das ökologische Problem der 3. Welt, dessen energiespezifischer Anteil am besten durch weitgehenden Verzicht der Industrieländer auf fossile Energie, insbesondere Erdöl, zu lösen ist.
- Das Problem der Friedenssicherung, dessen energiespezifischer Teil wiederum hauptsächlich durch das Erdöl bestimmt wird; auch: geringere politische Abhängigkeit und Vermeidung von Erpressbarkeit.
- Das Problem der Ressourcenschonung, wichtiger für das relativ seltene Erdöl und Erdgas als für Kohle und Kernenergie.
- Das Treibhausproblem, dessen energiespezifischer Teil überwiegend CO_2-bedingt ist.
- Die Änderung der Chemie der Biosphäre mit Rückwirkungen auf Mikroben (neue Seuchen?), Artenzusammensetzung (Verschlechterung der Ernährungsbasis der Tropen und Subtropen?) und vielleicht auch auf den Ozonhaushalt (Abkühlung der Stratosphäre).

Vermeidung von CO_2

Da eine nachhaltige Vermeidung von CO_2 allen fünf Problemkreisen Erleichterung verschafft, ist eine Übersicht anhand dieser Leitgröße sinnvoll. Die Diskussion sei anhand Tabelle 4.28 geführt. Diese Emissionen sollten bis zum Jahr 2050 um 90 % gesenkt werden und nicht, wie die Enquete-Kommission »Schutz der Erdatmosphäre« meinte, »nur« um 80 %. Denn letzteres würde bedeuten, daß ein Bundesbürger dann mehr als das Doppelte dessen verbrauchen dürfte, was die Meteorologen meinen, dem Durchschnitt der Erdenbewohner noch erlauben zu können (Toronto 1988). Da gerade eine technisch hochstehende Nation am ehesten in der Lage wäre, mit technischer Intelligenz und Kapitalkraft ihre CO_2-Emissionen zu vermindern, ist ein »Anspruch« auf gut das Doppelte des Weltmittels anderen Völkern nicht zu vermitteln.

Kernenergie vermeidet CO_2

Tabelle 4.28: CO_2-Vermeidung mit Hilfe der Kernenergie; Ausgangsdaten: Mio. t CO_2, Deutschland 1990/1993

CO_2-erzeugender Sektor	CO_2-Emission 1990	1993	CO_2-Vermeidung mit Kernenergie via Strom	via Wärme
Kraft- und Fernheizwerke (Industrie: nur Stromanteil)	397	387 (1990: 397 + 40)	Kernkraftwerke	
			nukleare Heiz(kraft)werke	
Übrige Energieumwandlung	40			H_2 aus CH_4 statt Kokerei, Energie für Raffinerien aus HTR
Verarbeitendes Gewerbe und übriger Bergbau	169	125	nukleare Heizkraftwerke/Prozeßwärme	
			mehr strombetriebene Prozesse (z.B. Brüdenverdichter)	H_2 aus CH_4 statt Koks, Energie für H_2 und Synthesegas für Chemie
Verkehr (mit Hochsee, Brennstoffverteilung)	192	193	Schiene (Transrapid statt Flugzeug) Elektro-Auto	Methanol aus Öl, Gas und Kohle mit HTR
			Hybrid-Auto	
Haushalte und Kleinverbraucher (überwiegend Raumwärme)	205	198	Lüftungswärmepumpe (Nachtspeicher)	nukleare Fernwärme
Prozesse ohne energiebedingte Emissionen	28	25		
Summe	1 031	928		

Quelle: Umweltbundesamt: *Dritter Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe »CO_2-Reduktion«*, 29.09.1994, Seite 64, Veröffentlichungen des Umweltbundesamtes, 7/1994.

Mit den in Tabelle 4.28 dargestellten Maßnahmen ist das 10 %-Ziel mit wirtschaftlich erträglichem Aufwand zu erreichen. Zur Durchführung der Maßnahmen im privaten Bereich wird die Einschaltung von Bausparkassen empfohlen[61]. Nur beim Verkehr müßte noch mehr geschehen als bisher dargestellt; vielleicht ist ein Elektro-Methanol-Hybridauto für den Anteil des Individualverkehrs eine hinreichende Lösung, beim Güterverkehr (und Luftverkehr) wäre eine stärkere Verlagerung auf die Schiene anzustreben.

Insgesamt zeigt die Aufstellung aber, daß nicht nur der Nuklearstrom, sondern auch die Nuklearwärme einen bedeutenden Beitrag zur Lösung der Energieprobleme zu leisten vermag.

[61] D. Schwarz: *Staatlicher Rahmen: CO_2-Steuer?* in der Fachsitzung: *Wege zur Lösung des CO_2-Problems – Beitrag der Kernenergie*, Jahrestagung Kerntechnik, Nürnberg, 15.–17. Mai 1990.

4.7 Ergänzende Literatur zu Kapitel 4

Albach, H. und Simon, H. (Hrsg.): *Investitionen und Investitionspolitik privater und öffentlicher Unternehmer*, Wiesbaden 1976.

Arbeitskreis Europäische Integration e.V. (Hrsg.): *Die Kernenergie als Problem europäischer Politik*, Schriftenreihe des Arbeitskreises Europäische Integration e.V., Band 5, Baden-Baden 1980.

Barwich, H. und E.: *Das rote Atom*, Frankfurt am Main 1970.

Bauerschmidt, R.: *Kernenergie oder Sonnenenergie*, München 1985.

BDI (Hrsg.): *Energie und Wettbewerbsfähigkeit*, Köln 1982.

Bohn, T. u.a.: *Künftige Stromgestehungskosten von Großkraftwerken*, KFA-Bericht Jül-spez-2, Jülich 1977.

Borsch, P.; Freier, W. und Münch, E.: *Aktuelle Themen der Kernenergie*, KFA-Bericht Jül-Conf-24, 2. Auflage, Jülich 1981.

Borsch, P.; Freier, W. und Münch, E.: *Perspektiven der Kernenergie*, KFA-Bericht Jül-Conf-32, 2. überarbeitete Auflage, Jülich 1984.

Bostel, J. u.a.: *Möglicher zukünftiger Beitrag regenerativer Energiequellen zur Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Wissensstand – Probleme – Erwartungen*, KFA-Bericht Jül-spez-156, 2. korrigierte Auflage, Jülich 1985.

Bruckmann, G.: *Sonnenkraft statt Atomenergie*, Wien, München, Zürich und Innsbruck 1978.

Bundesministerium für Forschung und Technologie (Hrsg.): *Dokumentation über die öffentliche Diskussion des 4. Atomprogrammes der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 1973–1976*, Bonn 1974.

Bundesministerium für Forschung und Technologie (Hrsg.): *Zur friedlichen Nutzung der Kernenergie*, Eine Dokumentation der Bundesregierung, hrsg. vom Bundesministerium für Forschung und Technologie, Bonn 1977.

Bundesministerium für Forschung und Technologie (Hrsg.): *Kernenergie. Eine Bürgerinformation*, 3. Auflage, Bonn 1978.

Bundesregierung: *Viertes Atomprogramm der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 1973–1976*, Coburg 1974.

Clausen, C. und Franke, J.: *Verstromungskosten von Brennstoffen in Leichtwasserreaktoren*, Bremen 1979.

Conolly, Th. J.; Hansen, U.; Jaek, W. und Beckurts, K. H.: *World Nuclear Energy Paths*, New York und London 1979.

Cube, A. von: *Auf einem Tiger reiten. Für und Wider die Atomenergie*, Köln und Frankfurt am Main 1977.

Czakainski, M.: *Die Marketing-Konzeption von Kernkraftwerk-Herstellern*, München 1980.

Czakainski, M. (Hrsg.): *Perspektiven der Kernenergie*, Melle 1984.

Daten und Fakten zur Energiediskussion: *Eine Lebensfrage: Strom*, Heft 1–6, Bonn 1980.

Deubner, C.: *Die Atompolitik der westdeutschen Industrie und die Gründung von Euratom*, Frankfurt am Main und New York 1977.

Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Zwischenbericht und Empfehlungen der Enquete-Kommission »Zukünftige Energiepolitik«*, Drucksache 9/2001 des Deutschen Bundestages vom 27.09.1982.

Deutscher Bundestag: *Zukünftige Kernenergiepolitik*, Bericht der Enquete-Kommission, Drucksache 8/4341 des Deutschen Bundestages.

Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Der »schnelle Brüter« in Kalkar. Beschluß des Bundestages zur Inbetriebnahme*, Zur Sache 2/83, hrsg. vom Deutschen Bundestag, Bonn 1983.

Deutsches Atomforum (Hrsg.): *The Nuclear Power Industry in Europe*, hrsg. vom Deutschen Atomforum, Bonn 1978.

Deutsches Atomforum e.V. (Hrsg.): *Kerntechnik – Der internationale Markt*, Fachtagung des Deutschen Atomforums, Bonn 1985.

Die Zeit (Hrsg.): *Gibt es eine Alternative zur Kernenergie?* Eine ZEIT-Serie, Hamburg 1977.

EG (Hrsg.): *Bericht über die Probleme der Nuklearpolitik der Gemeinschaft*, Brüssel 1968.

Eidgenössisches Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement (Hrsg.): *Das schweizerische Energiekonzept*, Schlußbericht der Eidgenössischen Kommission für die Gesamtenergiekonzeption (GEK), Band I und II, hrsg. vom Eidgenössischen Verkehrs- und Energiewirtschaftsdepartement, Bern 1978.

Euler, J. J. und Scharmann, A. (Hrsg): *Wege zur Energieversorgung*, München 1977.

European Nuclear Conference (Hrsg.): *Nuclear Energy Maturity*, Proceedings of the European Nuclear Conference Paris 1975, 2 Bände, Oxford, New York, Paris und Braunschweig 1975.

Franke, J. und Viefhues, D.: *Das Ende des billigen Atomstroms*, Köln 1983.

Gerwin, R.: *Atomenergie in Deutschland*, hrsg. in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Forschung und Technologie, Düsseldorf und Wien 1964.

Gerwin, R.: *Kernkraft heute und morgen*, Stuttgart 1971.

Gerwin, R.: *So ist das mit der Kernenergie*, Düsseldorf und Wien 1978.

Ginsburg, Th.: *Die friedliche Anwendung von nuklearen Explosionen*, München 1965.

Grosse, N.: *Ökonomie der Kernenergie*, Basel und Tübingen 1963.

Gruhl, H: *Ein Planet wird geplündert*, Frankfurt am Main 1976.

Grupe, H. und Koelzer, W.: *Fragen und Antworten zur Kernenergie*, Bonn 1980.

Hansen, U: *Kernenergie und Wirtschaftlichkeit*, Köln 1983.

Hennies, H.-H. und Roser, T. (Hrsg.): *Energie – Forschung und Technik. Forschung für die Kerntechnik*, Köln 1984.

IAEA: *Nuclear Power – Status and Trends 1984*, Wien 1984.

IAEA: *Status of Liquid Metal Cooled Fast Breeder Reactors*, Technical Reports Series No. 246, Wien 1985.

Kern, W.: *Investitionsrechnung*, Stuttgart 1974.

KFA (Hrsg.): *Folgewirkungen eines Ausstiegs aus der Kernenergie*, KFA-Bericht Jül-spez-358, Jülich 1986.

Knizia, K.: *Das Gesetz des Geschehens – Gedanken zur Energiefrage*, Düsseldorf und Wien 1986.

Konrad-Adenauer-Stiftung (Hrsg.): *Perspektiven der Kernenergie. Kernenergiepolitik in der Bundesrepublik Deutschland, den USA und Japan*, Internationale Konferenz des Sozialwissenschaftlichen Instituts der Konrad-Adenauer-Stiftung vom 22.08.–24.08.1983 in Nara/Japan, Melle 1984.

Matthöfer, H. (Hrsg.): *Energiequellen für morgen*, Frankfurt am Main 1976.

Matthöfer, H.: *Interviews und Gespräche zur Kernenergie*, 2. Auflage, Karlsruhe 1977.

Meadows, D.: *Die Grenzen des Wachstums. Bericht des Club of Rome zur Lage der Menschheit*, Stuttgart 1972.

Meyer-Abich, K. M. und Schefold, B.: *Die Grenzen der Atomwirtschaft*, 2. Auflage, München 1986.

Michaelis, H.: *Atomenergie heute*, München 1966.

Michaelis, H. (Hrsg.): *Existenzfrage Energie – die Antwort: Kernenergie*, Düsseldorf und Wien 1980.

Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr (Hrsg.): *Stromerzeugung im Kostenvergleich von Steinkohlen- und Kernkraftwerken*, hrsg. vom Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf 1984.

Posner, E.: *Kernenergie als Beispiel für öffentliche Investitionsförderung*, Essen 1981.

Radkau, J.: *Aufstieg und Krise der deutschen Atomwirtschaft*, Reinbeck 1983.

Rau, H.: *Geothermische Energie*, München 1978.

Reischauer, H. J. und Lettnin, H. u.a.: *Eisbrechendes Tankschiff mit Nuklearantrieb*, GKSS-Forschungszentrum Geesthacht, GKSS 82/E/31, Geesthacht 1982.

Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung: *Qualitative und quantitative Abschätzung der kurz- und langfristigen Wirkungen eines Verzichts auf Kernenergie*, Gutachten des Rheinisch-Westfälischen Instituts für Wirtschaftsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, Essen 1986.

Rippon, S.: *Nuclear Energy*, London 1984.

Rühle, H.; Veen, H.-J. und Riesenhuber, H.: *Die Zukunft der Kernenergie*, Fachtagung der Konrad-Adenauer-Stiftung vom 13.12.–16.12.1981, Melle 1982.

Schedl, O.: *Atomkraft und kein Ende*, München 1980.

Schmidt, G.: *Problem Kernenergie*, Braunschweig 1977.

Schmitt, D. und Junk, H.: *Kostenvergleich der Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie und Steinkohle*, in: ZfE, Heft 2, Braunschweig und Wiesbaden 1981.

Schmitt, D. u.a.: *Internationale Kostenrelationen in der Stromerzeugung*, in: ZfE, Braunschweig und Wiesbaden 1986.

Schmitt, D. u.a.: *Parameterstudie zur Ermittlung der Kosten der Stromerzeugung aus Steinkohle und Kernenergie*, hrsg. vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln, aktualisierte Auflage, München 1981.

Schneider, W. u.a.: *Aktualisierter Vergleich der Investitions- und Betriebskosten von Steinkohle- und Kernkraftwerken*, Frankfurt am Main 1982.

Schuster, H.: *Handbuch der Atomwirtschaft*, Hagen 1980.

Sievert, D. u.a.: *Stromerzeugungskosten in Kohle- und Kernkraftwerken. Ein Vergleich neuerer Untersuchungen*, KFA-Bericht Jül-spez-223, Jülich 1983.

VDEW (Hrsg.): *Wirtschaftliche Investitionsplanung in der Elektrizitätswirtschaft*, hrsg. von der Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke, Frankfurt am Main 1966.

Kapitel 5

Der nukleare Brennstoffkreislauf

5.1 Brennstoffkreislauf, Übersicht

Bearbeitet von Carsten Salander

Im Gegensatz zu fossil gefeuerten Kraftwerken, bei denen die Energiegewinnung aus in der Elektronenhülle der Atome stattfindenden chemischen Reaktionen stammt, laufen in Kernkraftwerken Bindungsenergie freisetzende Reaktionen innerhalb des Atomkerns ab. Dadurch wird zwar auch Materie umgewandelt, aber es handelt sich dabei – trotz der manchmal zu Mißverständnissen führenden Bezeichnung – nicht um ein »Brennen« bzw. Oxidieren im chemischen Sinne. Demzufolge verändern die das Uran oder das Mischoxid aus Uran und Plutonium (MOX) enthaltenden Brennelemente auch während ihres Einsatzes im Kernkraftwerk weder ihre äußere Form noch ihre wesentlichen Materialeigenschaften.

Da darüber hinaus bei dem physikalischen Prozeß der Spaltung des Urankerns in einem Kernreaktor nur ein Teil der »abbrennbaren« Substanzen verbraucht wird, lag von Anbeginn an die Möglichkeit auf der Hand, einen *Brennstoffkreislauf* zu konzipieren, bei dem die nicht verbrauchten spaltbaren Substanzen wiedergewonnen und nach entsprechender Behandlung erneut im Reaktor eingesetzt werden. Somit schien es erlaubt, von einem *Kreislauf* zu sprechen. In der Tat war dieser Brennstoffkreislauf viel früher etabliert als der kommerzielle Einsatz der Kernkraftwerke zur Stromerzeugung, da es schon für die Gewinnung des Plutoniums für militärische Zwecke erforderlich war, den Kreislauf durch *Wiederaufarbeitung* der ausgedienten Brennelemente zu schließen.

Brennstoffkreislauf

Obwohl heute – wenn auch vorwiegend aus wirtschaftlichen Gründen – neben der Behandlung ausgedienter Brennelemente durch Wiederaufarbeitung die Möglichkeit der *direkten Endlagerung* solcher Brennelemente nach längerer Zwischenlagerung und Konditionierung untersucht wird, so bleibt es aus anderen Gründen dennoch erlaubt, in weitestem Sinne von einem Brennstoffkreislauf zu sprechen. Schließlich werden die radioaktiven Uranerze als die nuklearen Ausgangssubstanzen bergmännisch gewonnen und die ausgedienten, entsprechend verpackten Brennelemente nach allen

Behandlung ausgedienter Brennelemente

hierfür vorgesehenen Verfahren als radioaktiver Abfall wieder in den tiefen geologischen Untergrund verbracht.

nuklearer Brennstoffkreislauf

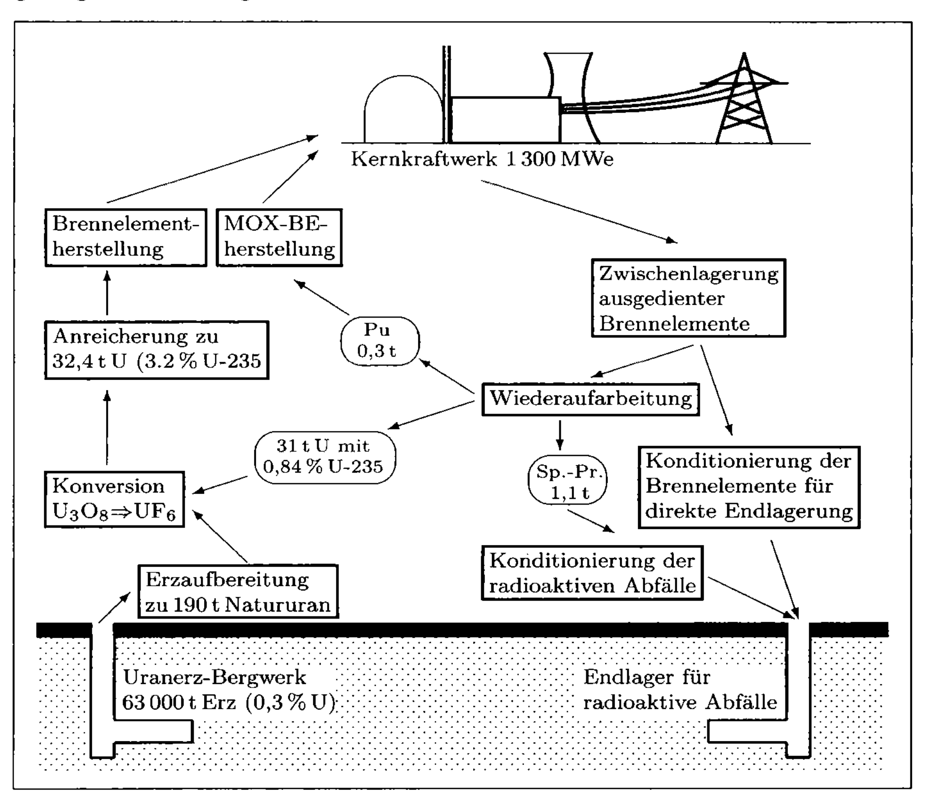


Abbildung 5.1: Vereinfachte Darstellung des nuklearen Brennstoffkreislaufes für ein 1 300 MWe Kernkraftwerk.

einzelne Schritte des Brennstoffkreislaufs

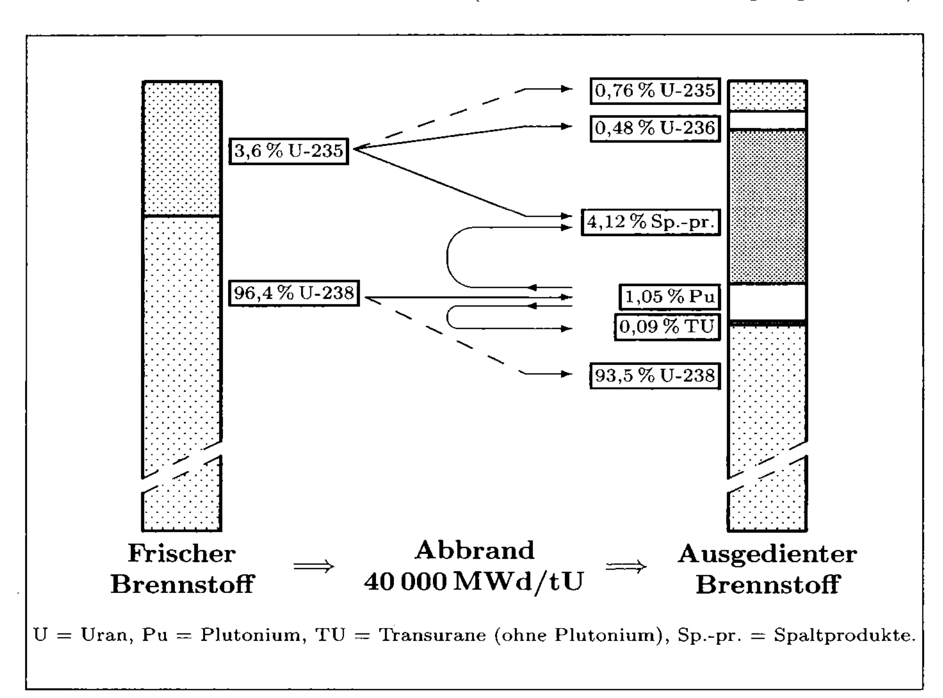
Abbildung 5.1 gibt eine vereinfachte Übersicht über den Brennstoffkreislauf eines 1 300 MWe Kernkraftwerks. Für dessen Jahresbedarf von rd. 32 t auf ca. 3 bis 4 % U-235 angereichertem Uran müssen ca. 63 000 t Uranerz mit einem Gehalt von 0,3 % Uran gewonnen werden[1]. Nach Aufbereitung des Erzes und Konversion des Uranoxids in Uranhexafluorid (UF_6) findet die Anreicherung des U-235 nach unterschiedlichen Methoden statt (s. Kapitel 5.3). Nach erneuter Rückverwandelung des UF_6 in Uranoxid werden hieraus die *Brennelemente* gefertigt (s. Kapitel 5.4), von denen pro Jahr etwa 32 t pro Jahr den Jahresbedarf eines 1 300 MWe Kernkraftwerks ausmachen.

Abbrand

Wie oben erwähnt, verändert der in den Brennelementen eingesetzte Brennstoff bei seinem »Abbrand« während der Betriebszeit des Kernreaktors seine physikalisch-chemische Zusammensetzung, nicht aber seine Form oder seine wesentlichen Materialeigenschaften. Wie Abbildung 5.2

[1] E. Gelfort: *Elektrizitätsversorgung – Kernkraftwerke – Entsorgung*, in: F. Baumgärtner (Hrsg.): *Chemie der Nuklearen Entsorgung Teil I*, München 1978.

zeigt, wurden aus Uran auch verschiedene Isotope anderer Elemente gebildet, die z.T. wiederum durch Spaltung zur Energieerzeugung beitragen (wie z.B. Plutonium-239), z.T. jedoch als starke Neutronenabsorber zum Erlöschen der Kettenreaktion führen (wie z.B. mehrere der Spaltprodukte).



frischer und ausgedienter Kernbrennstoff

Abbildung 5.2: Zusammensetzung von Uran als Kernbrennstoff vor und nach Einsatz in einem 1 300 MWe Kernkraftwerk mit Druckwasserreaktor bei einem Abbrand von 40 000 MWd/tU.

Für die in Deutschland einzig zur Energieerzeugung eingesetzten Leichtwasserreaktoren werden die Brennelemente für einen 3 bis 4jährigen Einsatz ausgelegt. Dementsprechend werden jedes Jahr während der Kraftwerksrevision jeweils ein Viertel bis ein Drittel der Brennelemente aus dem Reaktorkern entladen und durch frische ersetzt. Im Gegensatz zu den, aufgrund der natürlichen Radioaktivität des Urans nur geringfügig radioaktiven frischen Brennelemente bewirken die hochradioaktiven, wärmeerzeugenden Spaltprodukte in den ausgedienten Brennelementen, daß diese nach ihrem Einsatz zunächst für mehrere Jahre in kraftwerkseigenen Wasserbecken gekühlt und gegen die Außenwelt abgeschirmt werden müssen. Erst danach ist ein Transport in eine Anlage zur Weiterbearbeitung – Wiederaufarbeitungs- oder Konditionierungsanlage – möglich (s. Kapitel 5.5). Nur etwas anders liegen die Verhältnisse, wenn statt des angereicherten Urans das bei der Wiederaufarbeitung gewonnene Plutonium in Form von Uran-Plutonium-Mischoxid (MOX) für die neuen Brennelemente verwendet wird. Hierbei

muß die zusätzliche Radioaktivität des Plutoniums berücksichtigt werden (s. Kapitel 5.6).

Während die Kosten des Brennstoffkreislaufs vor etwa 10 bis 15 Jahren noch zu etwa je einem Drittel auf die Gewinnung und Aufbereitung des Uranerzes, die Anreicherung des Urans und die Brennelementfertigung sowie auf die Entsorgung entfielen[2], hat sich das Bild heute drastisch dahingehend gewandelt, daß fast 60 % der Kosten auf die Entsorgung entfallen. Gegenüber dieser Verschiebung im prozentualen Bereich ist allerdings der Absolutbetrag seit jener Zeit als Folge von Fertigungsrationalisierungen fast konstant geblieben bzw. sogar leicht gefallen.

Aufteilung der Brennstoffkreislaufkosten

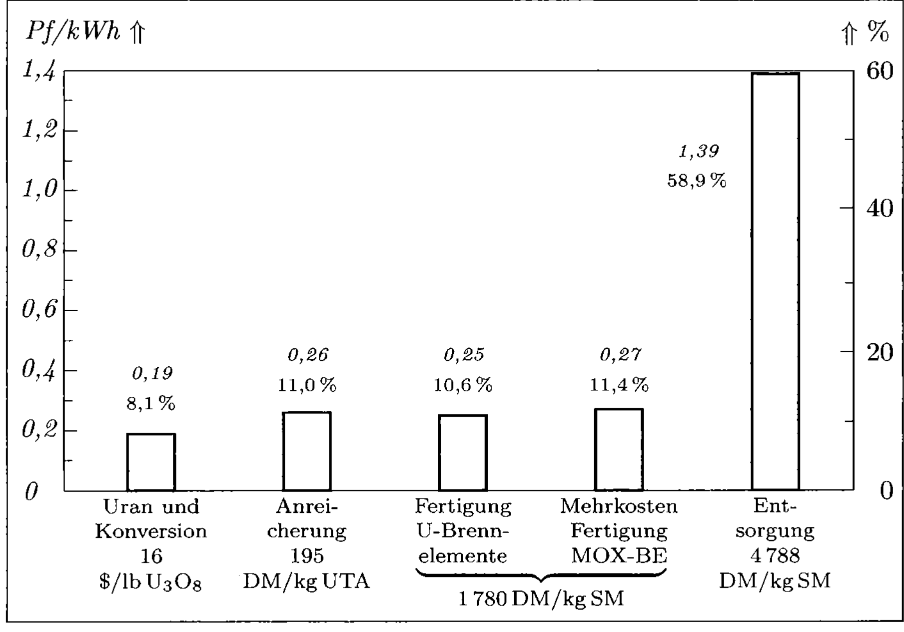


Abbildung 5.3: Aufteilung der Kosten des Brennstoffkreislaufes von 2,36 Pf/kWh für einen 1 300 MWe Druckwasserreaktor bei 3,45 % Anfangsanreicherung an U-235 und einem mittleren Abbrand von 42 MWd pro kg Schwermetall (SM), Stand Januar 1995.
Quelle: VDEW.

Brennstoffkreislaufkosten

Abbildung 5.3 zeigt die detaillierte Aufteilung der Brennstoffkreislaufkosten mit Stand von Januar 1995. Dieses Diagramm unterscheidet sich von früheren Angaben insbesondere dadurch, daß auch die Mehrkosten berücksichtigt sind, die sich aus der Verwendung des bei der Wiederaufarbeitung gewonnen Plutoniums in Form von MOX für die Fertigung neuer Brennelemente ergibt. Besonders deutlich wird auch der bereits erwähnte, im Vergleich zu früheren Jahren stark gestiegene Anteil der Kosten für die Entsorgung.

[2] Siehe *Handbuch der Kernenergie*, Auflage von 1986.

5.2 Die Versorgung mit Natururan

Bearbeitet von Fritz H. Barthel, Gerhard Glattes, Ernst-Ullrich Krische und Eckhard Strecker

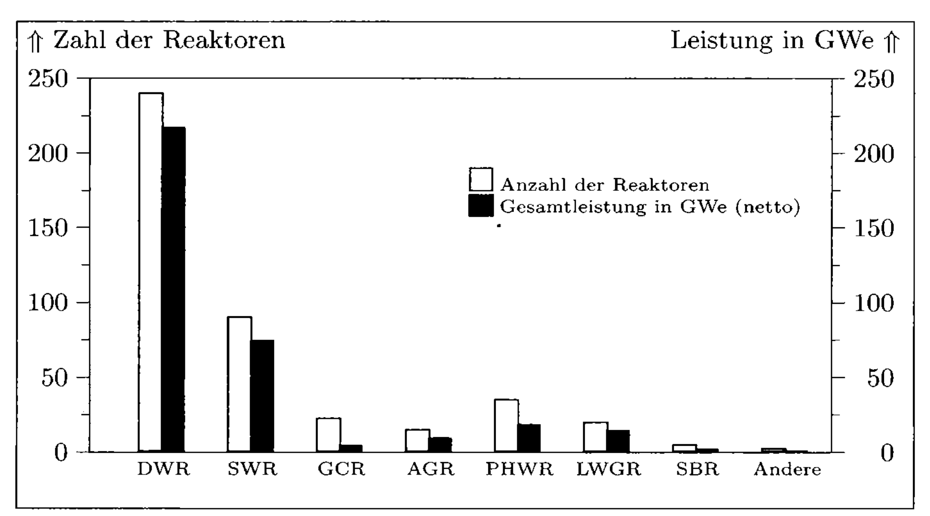
5.2.1 Der Uranbedarf

Der Uranbedarf wird durch die Leistung der in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke bestimmt. Die Leistung während der lizensierten Betriebsdauer von ca. 30–40 Jahren ist hauptsächlich abhängig vom spezifischen Verbrauch der eingesetzten Kraftwerkstypen und ihren Kapazitätsfaktoren, der Dauer der Produktionszyklen, den verwendeten Brennelementen (Grad der Anreicherung/Anteil der Abreicherung, Anteil wiederaufgearbeiteten Urans), der Brennelementanordnung und dem tatsächlichen Betrag/Grad des Abbrandes (fuel burn up).

Uranbedarf

5.2.1.1 Reaktortypen und spezifischer Uranbedarf

Eine Übersicht über die weltweit eingesetzten nuklearen Kraftwerkstypen und ihre Kapazitäten gibt Abbildung 5.4. Sie macht deutlich, daß sich



Stromerzeugung verschiedener Reaktortypen

Abbildung 5.4: Stromproduzierende Reaktortypen 1993 und globale Nettokapazitäten in GWe.
Quelle: IAEA: *Nuclear Power Reactors in the World. Reference Data Series No. 2*, April 1994 Edition, IAEA, Wien.

bis 1993 Leichtwasserreaktoren international durchgesetzt haben, und zwar Druckwasserreaktoren (PWR) mit einem Anteil von ca. 56 % und Siedewasserreaktoren (BWR) mit einem Anteil von ca. 21 % der Gesamtkapazität aller Kernkraftwerke (insgesamt 430 Reaktoren im Jahr 1993 mit einer Gesamtkapazität von 337 820 MWe). Gasgekühlte graphitmoderierte Reaktoren (GCR) und fortgeschrittene gasgekühlte Reaktoren (AGR) machten zusammen nur ca. 8 % der gesamten Nuklearkapazität aus und sind hauptsächlich auf England beschränkt.

Leichtwasserreaktoren

Graphitmoderierte Leichtwasserreaktoren (LWGR – »Tschernobyl«-Typ RBMK 1000) mit fast 5 % der Gesamtkapazität waren 1993 nur in den Ländern Russische Föderation, Ukraine und Litauen in Betrieb.

Die westlichen Industriestaaten (G-24) sehen in dieser Bauart die schwerwiegendsten Sicherheitsmängel sowjetischer Reaktoren. Sie fordern seit dem Gipfeltreffen in München 1992, diese Reaktorreihe (15 in Betrieb) neben 10 Druckwasserreaktoren vom Typ WWER-440/230 so schnell wie möglich abzuschalten und haben den Staaten Mittel- und Osteuropas sowie den GUS-Republiken in einem multinationalen Aktionsprogramm Hilfe zu kurzfristigen technischen Verbesserungen zugesagt.

Schwerwasserreaktoren

Schwerwassermoderierte und -gekühlte Druckwasserreaktoren, vor allem die in Kanada betriebenen und von dort auch in vier weitere Länder exportierte CANDU-Typen, hatten 1993 ebenfalls einen Anteil von annähernd 8 % an der Kapazität aller eingesetzten Kernkraftwerke. Schnelle Brüter spielten nur eine untergeordnete Rolle (1 % der Gesamtkapazität).

Die Ende 1993 in Bau befindlichen Kernkraftwerke sind für eine Gesamtleistung von ca. 44 369 MWe ausgelegt[3]. Die Kraftwerksstypen spiegeln ein ähnliches Bild wieder wie die produzierenden Reaktoren (PWR ca. 60 % und BWR ca. 7 % mit Schwerpunkten in Frankreich, Japan, Rußland und Korea) mit der Ausnahme, daß England seine Typenreihe (GCR und AGR) nicht fortsetzen wird. Ein Reaktor vom leichtwassergekühlten, graphitmoderierten Typ (LWGR) ist in Rußland im Bau. Die graphitmoderierten Leichtwasserreaktoren (PHWR) werden künftig auf Grund von Ausbauplänen in Rumänien, Indien und Kanada auf über 25 % zunehmen. Den spezifischen Uranverbrauch der verschiedenen Reaktorlinien hat die OECD/IAEA letztmals 1987 in ihrem periodisch veröffentlichten »Yellow Book« ausgewiesen. Der Verbrauch in kg Natururan wird hier in Tabelle 5.1 auf der Basis von 1 MWe wiedergegeben, wobei für die Studie eine Arbeitsausnutzung bzw. ein Kapazitätsfaktor (»load factor«, d.h. jährliche Stromerzeugung pro Nominalkapazität) der Reaktoren von 70 % zugrunde gelegt worden war sowie ein Abreicherungsgrad (Tails Assay) der eingesetzten Brennelemente von 0,25 %.

spezifischer Uranverbrauch

Tatsächlich variierten jedoch die historischen Kapazitätsfaktoren der letzten Jahre regional sehr unterschiedlich von ca. 55 % bis über 75 %[4]. Ihr Einfluß auf den Uranbedarf steigt linear an, solange der Kapazitätszuwachs unter 10 % liegt. Übersteigt ihr Wert 10 %, so nimmt der Uranbedarf (geringfügig) langsamer zu[5].

Tails Assay

Besonderen Einfluß bei der Berechnung des zukünftigen Bedarfs hat der oben erwähnte Abreicherungsgrad (Tails Assay) während der Urananreicherung. Üblicherweise wird bisher für Schätzungen des zukünftigen Bedarfs ein Tails Assay von 0,25 % U-235 angesetzt (der historische Durchschnittswert betrug für 1990 0,28 %). Tails Assays von 0,30 % würden im Vergleich zu

[3] Vgl. IAEA 1994.
[4] Vgl. Kapitel 2.2.2, Abschnitt: Erreichte Arbeitsausnutzungen.
[5] Beispiel: Vergrößerung des Kapazitätsfaktors um 5 % bedeutet einen Bedarfszuwachs von Uran um 5 %, vgl. Uranium Institute 1991.

Tabelle 5.1: Spezifischer Uranbedarf verschiedener Reaktortypen in Äquivalenten Natururan (Kapazitätsfaktor 70 %, Abreicherungsgrad 0,25 %)

Reaktortyp	Erstkern Bedarf Natururan kg U/MWe	Betrieb Laufender Verbrauch kg U/MWe×a
Magnox-Reaktoren (GCR)	900	210
Druckwasserreaktor (PWR)	325	147
Druckwasserreaktor (PWR) (15 % verbesserter Typ durch höheren Abbrand und höhere Anreicherung)	333	127
Fortgeschrittene gasgekühlte Reaktoren (AGR)	504	140
Siedewasserreaktor (BWR)	503	142
CANDU-Reaktor (PHWR)	130	120

Quelle: OECD/IAEA (1987): *Nuclear Energy and its Fuel Cycle, Prospects to 2025*, OECD/IAEA, Paris 1987.

Uranbedarf verschiedener Reaktortypen

0,25 % einen Zuwachs des Uranbedarfs um ca. 10 % bedeuten, der Betrag von 0,20 % hingegen eine Bedarfsabnahme von 9 %[6]. In der Praxis wird der Abreicherungsgrad durch die Preise für Anreicherungsdienste und den Preis für Natururan gesteuert. So nutzten viele EVU die sehr niedrigen Uranpreise seit Ende der 80er Jahre, um die Kosten ihrer Anreicherungskontrakte durch den Einsatz größerer Mengen von Natururan zu optimieren mit der Folge, daß z.B. in den USA beim Anreicherungsservice des Department of Energy der Abreicherungsgrad von 0,273 % im Jahr 1987 auf über 0,30 % im Jahr 1990 stieg.

Den wichtigsten Einfluß auf einen verminderten Uranbedarf haben hingegen technische Entwicklungen der letzten Jahre im Bereich des Brennelementeinsatzes in Leichtwasserreaktoren. So kommen u.a. verbesserte Brennelementanordnungen bei verlängerter Brenndauer mit höherem Abbrand zum Einsatz. Sie haben den Uranverbrauch von Leichtwasserreaktoren in den letzten zehn Jahren um 10 bis 20 % pro erzeugter MWh reduziert[7].

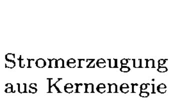
Abbranderhöhung

5.2.1.2 Ausbau globaler Kernkraftkapazitäten

weltweite Nuklearstromerzeugung

1993 waren 430 Kernkraftwerke der Welt in Betrieb, davon 21 Reaktoren in Deutschland. Sie produzierten 2 093,4 TWh bei einer Gesamtkapazität von 337,8 GWe. Die Länder der OECD hatten daran wieder den größten Anteil mit ca. 85 %. In Deutschland erzeugten 1993 die Kernkraftwerke 145 TWh. Inklusive des 1993 nicht produzierenden Kraftwerks Mülheim-Kärlich hatten die deutschen Reaktoren eine Gesamtkapazität von 22 657 MWe. Das

[6] Vgl. auch Kapitel 5.3.1: Grundbegriffe der Urananreicherung.
[7] Uranium Institute 1991.



Stromerzeugung aus Kernenergie

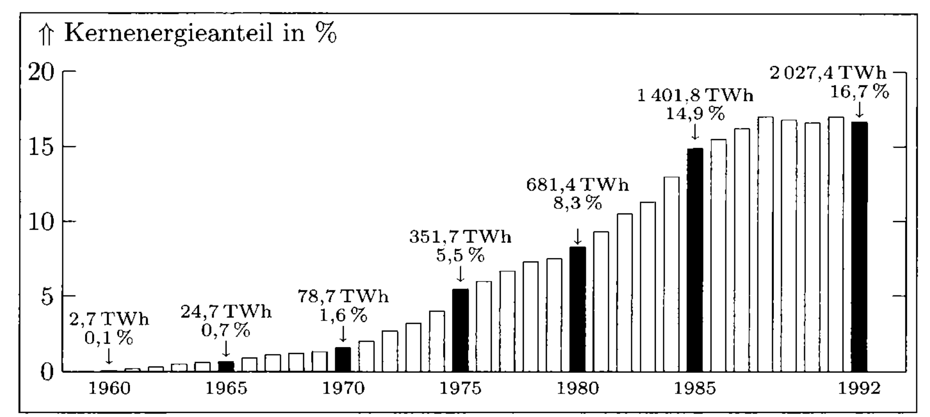


Abbildung 5.5: Weltweite Erzeugung von Elektrizität aus Nuklearenergie und prozentualer Anteil an der gesamten Stromerzeugung 1960–1992.
Quelle: IAEA: *Nuclear Power, Nuclear Fuel Cycle and Waste Management: Status and Trends 1993*, Part C, IAEA Yearbook, Wien 1993.

historische Wachstum der Elektrizitätserzeugung aus Kernenergie gibt Abbildung 5.5 wieder.

nationale Energieprogramme

Maßgebliche Einflüsse auf den künftigen globalen Uranbedarf haben schließlich die nationalen Energieprogramme. So muß das Erreichen des Endes der genehmigten Betriebszeit einzelner Anlagen ins Kalkül einbezogen werden, es sei denn die lizensierte Arbeitsperiode kann verlängert werden oder neue Reaktoren werden installiert. Allein in den USA müssen 47 (mit einer Nominalkapazität von 34 000 MWe) von 111 Reaktoren, die 1990 in Betrieb waren, bis zum Jahr 2014 endgültig abgeschaltet werden, sofern nicht nachgerüstet wird. Die von den G-24 Staaten geforderte schnelle Abschaltung von Reaktoren des RBMK 1000 Typs in Rußland, der Ukraine und Litauen hat eine Gesamtkapazität von ca. 14 000 MWe. In Tabelle 5.2 wird die vom Uranium Institute 1994 vorgelegte Einschätzung der Gesamtleistung künftig installierter Kernkraftwerke nach Ländern wiedergegeben, wobei angemerkt werden muß, daß sich gegenwärtig die Kernenergieprogramme östlicher Länder offenbar noch stark verändern können. Insgesamt wird von einer globalen Jahreskapazität von 342,7 GWe im Jahr 1995 ausgegangen, die um ca. 5,3 % auf 361,2 GWe im Jahr 2000 ansteigt und nochmals in der Periode bis 2010 um 9,8 % auf 396,5 GWe anwächst. Vorausschätzungen verschiedener Institutionen haben sich seit dem Ende der 80er Jahre bei diesen Werten eingependelt. Abweichungen bis 12 % im Jahr 2010 sind auf verschiedene Modellrechnungen zurückzuführen und machen vorläufig keine signifikante Korrektur nötig wie vergleichsweise in den 70er Jahren.

5.2.1.3 Zukünftiger Uranbedarf

globaler Uranbedarf

Basierend auf den vorangegangenen Informationen schätzt das Uranium Institute 1994 den jährlichen globalen Uranbedarf für Länder der westlichen

Welt in 1990 auf ca. 43 100 t Natururan. Zukünftig wird er allmählich auf ca. 51 900 t U in 1995 ansteigen und sich über 56 300 t U im Jahr 2000 wahrscheinlich auf das Niveau von ca. 57 600 t U im Jahr 2010 bewegen. Der Jahresbedarf der östlichen Länder schwankt demnach zwischen ca. 7 300 t U in 1990, 8 700 t U in 1995 und über 7 200 t U im Jahr 2010 (vgl. Tabelle 5.3).

Aus den aufgeführten Informationen wird verständlich, warum Prognosen des zukünftigen Reaktorbedarfs an Natururan auf Modellen basieren müssen. Diese werden von verschiedenen Institutionen und Firmen veröffentlicht (z.B. IAEA, OECD/IEA, Uranium Institute, NUKEM, NAC, UX Exchange Co. usw.), sind aber aufgrund verschiedener Ausgangsbedingungen nicht ohne weiteres vergleichbar. Generell kann jedoch davon ausgegangen werden, daß der überwiegende Teil der Schätzungen in Übereinstimmung ist mit dem o.g. Betrag, wobei es (mit Ausnahmen) allerdings Differenzen in der Größenordnung von ca. 6 % geben kann.

5.2.2 Die Deckung des Uranbedarfs

5.2.2.1 Uranreserven

(1) Uran allgemein, wirtschaftlich wichtigste Lagerstättentypen und ihre regionale Verteilung:

Uranmetall

Uran, ein Metall, hat unter den in der Natur vorkommenden Elementen die höchste Ordnungszahl, nämlich 92. Seine Dichte beträgt 19,04 g/cm^3. Es schmilzt bei 1 132 °C. Die Erdkruste enthält durchschnittlich 3 g Uran je Tonne Gestein. Wird Uran als Hauptprodukt produziert, so liegen die Durchschnittsgehalte des Erzes meist über 1 000 g U_3O_8 je Tonne Erz. Wird Uran als Nebenprodukt gefördert, so sind auch noch Konzentrationen bis herunter zu 200 g Uran, zum Teil 40 g, je Tonne Erz rentabel. Das gilt vor allem für die miteinander verbundene Gold- und Uranförderung in Südafrika.

Uranprovinzen

Die überwiegenden Mengen der bisher erschlossenen Uranreserven entfallen auf große »Uranprovinzen« im Präkambrium. Sie stellten 1993 auch den Hauptteil der Uranförderung innerhalb der westlichen Welt (ca. 70 %). Dazu gehören:

- Kanada
  - Athabasca Region/Saskatchewan,
  - Elliot Lake District/Ontario,
- Australien
  - East Alligator River District/Northern Territory,
  - Gawler Block/Südaustralien mit der Welt größter Uranlagerstätte Olympic Dam,
- Afrika
  - Witwatersrand District/Südafrika,
  - Damara Belt/Namibia (Rössing),
  - Franceville-Becken/Gabun.

Kernenergieleistung jetzt und zukünftig

Tabelle 5.2: Tatsächliche und Prognose zukünftiger Kernenergieleistung für den Zeitraum von 1990 bis 2010

Land/ Region	Kernenergieleistung in GWe					
	tatsächlich		............geschätzt............			
	1990	1992	1995	2000	2005	2010
Argentinien	0,9	0,9	0,9	1,6	1,6	1,6
Belgien	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Brasilien	0,6	0,6	0,6	1,9	1,9	1,9
Bulgarien	2,6	3,1	3,4	3,1	2,7	1,9
China	0,0	0,3	2,1	2,1	3,3	5,1
Deutschland	21,1	21,1	22,4	22,4	22,4	22,0
Finnland	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Frankreich	55,4	56,8	57,6	62,8	68,7	75,9
Großbritannien	12,3	11,7	12,6	11,3	9,6	7,2
Indien	1,2	1,6	1,8	3,1	4,3	6,0
Japan	30,2	31,9	39,5	44,0	58,2	63,1
Kanada	13,0	14,8	15,7	14,0	14,0	14,0
Kasachstan	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Litauen	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Mexico	0 7	0,7	0,7	1,3	1,3	1,3
Niederlande	0,5	0 5	0,5	0,5	0,0	0,0
Nordkorea	0,0	0,0	0,1	0,3	0,3	0,3
Pakistan	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4	0,4
Rumänien	0,0	0,0	0,6	1,3	1,3	1,3
Rußland	18,4	18,4	20,3	15,9	13,1	11,2
Schweden	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Schweiz	2,9	3,0	3,1	3,1	3,1	2,8
Slovakien	1,6	1,6	2,0	2,8	3,2	3,2
Slovenien	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Spanien	7,0	7,0	7,0	6,9	6,9	6,9
Südafrika	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Südkorea	7,2	7,2	8,2	13,0	17,4	19,0
Taiwan	4,9	4,9	4,9	4,9	6,9	6,9
Tschechien	1,6	1,6	1,6	3,4	3,4	3,4
Ukraine	13,1	12,2	12,2	14,1	16,0	16,0
Ungarn	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
USA	100,0	99,4	100,8	103,1	104,3	100,9
Westl. Länder	278,4	282,4	296,4	314,2	341,1	350,1
Östl. Länder	41,4	41,2	46,3	47,0	47,3	46,4
Welt Gesamt	319,8	323,6	342,7	361,2	388,4	396,5

Quelle: Uranium Institute: *Uranium in the New World Market, Supply and Demand 1992–2010*, London 1994.

Tabelle 5.3: Prognostizierte regionale Verteilung des zukünftigen jährlichen Uranbedarfs für den Zeitraum von 1990 bis 2010

Land/ Region	Zukünftiger Uranbedarf in Äquivalenten (t U)					
	tatsächlich		.... geschätzt			
	1990	1992	1995	2000	2005	2010
Argentinien	140	149	230	216	216	216
Belgien	1028	960	881	800	800	800
Brasilien	49	40	56	251	246	236
Bulgarien	386	396	474	526	524	360
China	174	390	684	361	923	874
Deutschland	3 333	3 506	3 549	3 325	3 265	3 191
Finnland	477	470	462	423	434	423
Frankreich	7 840	8 251	9 913	10 881	11 765	12 870
Großbritannien	1 842	2 818	2 365	1 826	1 529	1 157
Indien	250	206	248	935	664	711
Japan	5 265	7 030	8 342	9 659	10 893	10 949
Kanada	1 461	1 454	1 765	1 751	1 751	1 751
Kasachstan	7	7	7	7	0	0
Litauen	419	429	452	488	488	488
Mexico	56	99	99	206	202	194
Niederlande	95	106	105	93	0	0
Nordkorea	0	0	5	25	25	25
Pakistan	7	10	12	15	53	51
Rumänien	0	0	77	160	160	160
Rußland	3 283	2 844	3 800	2 763	1 846	1 489
Schweden	1 568	1 369	1 548	1 709	1 706	1 650
Schweiz	531	525	554	572	553	484
Slovakien	375	368	451	602	648	486
Slovenien	104	89	95	104	102	98
Spanien	1 244	1 269	1 272	1 229	1 222	1 222
Südafrika	209	230	245	268	268	268
Südkorea	1 293	1 345	1 850	2 479	2 829	3 046
Taiwan	933	888	911	1 352	1 344	1 344
Tschechien	378	381	368	714	682	682
Ukraine	1 948	1 691	1 996	1 991	2 639	2 303
Ungarn	364	355	349	344	344	344
USA	15 343	16 862	17 383	18 174	17 861	16 914
Westl. Länder	43 068	47 676	51 885	56 268	57 703	57 575
Östl. Länder	7 334	6 861	8 663	7 981	8 279	7 211
Welt Gesamt	50 402	54 537	60 548	64 249	65 982	64 786

Quellen: Uranium Institute: *Uranium in the New World Market, Supply and Demand 1992–2010*, London 1994.

Uranbedarf jetzt und zukünftig

In dieser Gruppe haben seit Beginn der 80er Jahre gangartige Lagerstätten, die an mittelproterozoische Diskordanzen gebunden sind, aufgrund ihrer besonderen Größe und/oder ihrer reichen Erze an Bedeutung gewonnen. Sie nehmen neuerdings die wichtigste Stellung in dieser Gruppe ein (über 30 % Anteil an Weltreserven!). Namen wie Key Lake/Kanada und Ranger/Australien gehören dazu als derzeit sich in Abbau befindende Lagerstätten und bekannte, aber auch noch nicht erschlossene Vorkommen wie Cigar Lake, Midwest Lake, Eagle Point in Kanada und Jabiluka, Koongarra in Australien.

Innerhalb der Gruppe präkambrischer Lagerstätten erscheint als einzigartiger Vererzungstyp das weltgrößte Uranvorkommen Olympic Dam in Südaustralien. Es handelt sich um disseminiert auftretendes Eisen-Kupfer-Uran-Golderz, welches eine Granitbrekzie imprägniert. Hier werden Reserven in einer Größenordnung nachgewiesen (ca. 300 000 t U_3O_8 »drill indicated reserves«), die nur noch vergleichbar sind mit Angaben ganzer Uranprovinzen, z.B. des Witwatersrand (ca. 300 000 t U_3O_8 »reasonably assured resources« < 80 $/kg U inklusive Halden), wo Uran als Beiprodukt aus archaischen, goldführenden Konglomeraten gewonnen wird.

Der große Teil der restlichen Uranreserven innerhalb der »westlichen Welt« kommt in mesozoischen und tertiären Sandsteinen, besonders des Colorado Plateau der USA und im nördlichen Afrika (Niger), vor. 1993 stammten aus diesen Bereichen ca. 18 % der Welturanproduktion. Hydrothermale Ganglagerstätten und Uranlagerstätten in Calcretes haben dagegen nur einen untergeordneten Anteil (maximal ca. 10 %) an den gesamten Uranreserven der westlichen Welt.

(2) Uranreserven nach Gewinnungskostenklassen und ihre regionale Zuordnung:

Gewinnungskostenklassen

Die Anfang 1994 vorgelegte Studie der OECD/IAEA weist für die westliche Welt Reserven von 1 531 000 t U bzw. 675 000 t U der Gewinnungskostenklassen bis zu 80 $/kg U bzw. 80–130 $/kg U aus (Kosten bezogen auf US-$ vom 1. Januar 1993) – vgl. Tabelle 5.4. Die Ressourcen beider Gewinnungsklassen sind nach ihrer geographischen Verteilung in Tabelle 5.5 aufgelistet.

Die Uranvorkommen sind somit geographisch ganz anders verteilt als die Ölvorkommen. Die Konzentration der Uranreserven auf westliche Industrieländer, mit welchen seit jeher stabile Handelsbeziehungen bestehen, gibt einen vergleichsweise hohen Grad an Versorgungssicherheit.

1993 wurden die Reserveangaben, besonders von Kanada, nach oben revidiert, nachdem 1984 und 1985 neue Lagerstätten wie Cigar Lake und Eagle Point u.a. im Wollaston Fold Belt weiter abgebohrt und Reserven vergrößert werden konnten. 1989/90 kam die Lagerstätte McArthur River dazu, deren Vorratszahlen in den offiziellen Statistiken früher noch nicht ausreichend berücksichtigt waren.

Tabelle 5.4: Uranreserven der westlichen Welt, in 1 000 t Uranmetall, Stand 1993

Reserveklassen[a]	Gewinnungskosten pro kg U bis 80 $	80–130 $	Insgesamt
	in 1 000 t Uranmetall		
Hinreichend gesicherte Reserven (Reasonably Assured Resources)	1 424[b]	659[b]	2 083
Geschätzte zusätzliche Ressourcen-Kat. I (Estimated Additional Resources-Kat. I)	670[b]	296[b]	966
Insgesamt	2 094	955	3 049

Uranreserven westliche Welt

[a] Im Gegensatz zu allen anderen festen mineralischen Rohstoffen besteht für Uran und Thorium ein international anerkanntes einheitliches Klassifikationssystem, das den Vorratsschätzungen der OECD/IAEA zugrunde liegt. Danach wird seit 1983 unterschieden zwischen:

- Reasonably Assured Resources (RAR):
  Uran ist in Lagerstätten konzentriert, deren Größe, Gehalt und Form bekannt ist und mit hoher Sicherheit die Gewinnung von Uran zuläßt. In der Kostenkategorie <80 $/kg U werden die Ressourcen von der OECD/IAEA als Reserven angesehen.
- Estimated Additional Resources-Kat. I (EARI):
  Uranressourcen, die zusätzlich zu den RAR erwartet werden, meist aufgrund geologischer Evidenz und in der Umgebung sicherer Vorräte. Es fehlt die Datendichte, um diese Ressourcen als RAR zu deklarieren.
- Estimated Additional Resources - Kat. II (EAR II):
  Uranressourcen werden zusätzlich zu EAR I erwartet in noch nicht entdeckten Lagerstätten, die in wohlbekannten geologischen Trends vermutet werden.
- Speculative Resources (SR):
  Zusätzlich zur Kategorie EAR II; Uran wird durch indirekte Evidenz und mit Hilfe geologischer Regionen vermutet; höchst spekulativ.

[b] Durch OECD/IAEA korrigierte Ziffern, um inhomogene Erfassung aus nationalen Berichten zu vermeiden (Abzug von Bergbau- und Aufbereitungsverlusten bei einigen Ländern), daher leichte Abweichungen zu Tabellen 5.5 und 5.7.

Quelle: OECD/IAEA: *Uranium Resources, Production and Demand 1993*, Paris 1994.

Gesamtressourcen

Im Rückblick erscheint die stetige Erhöhung der Gesamtressourcen innerhalb der westlichen Welt bis 1979 bemerkenswert (Vgl. Tabelle 5.7), wobei zu bedenken ist, daß nur in wenigen Ländern Prospektionsarbeiten zur Erschließung von Uranressourcen der Gewinnungskostenklasse 80–130 $/kg U durchgeführt wurden. Diese Erhöhung wurde durch die mit Nachdruck geführten Explorationsarbeiten möglich – auf kaum einen anderen Rohstoff wurde in den vergangenen zwanzig Jahren so intensiv exploriert wie auf Uran. Die Gesamtaufwendungen innerhalb dieses Zeitraumes belaufen sich auf 6,3 Mrd. Dollar (in 1989er Dollar).

Abbau sicherer Reserven

Der Rückgang an Ressourcen seit 1982 ist begründet durch den teilweisen Abbau der sicheren Reserven und besonders durch einen Wechsel in der

Verteilung der Uranreserven westliche Welt

Tabelle 5.5: Verteilung der Gesamtreserven an abbauwürdigem Uran, nach Ländern, Kostenklasse bis zu 130 $/kg U, Stand 1. Januar 1993

Land/Region	Hinreichend gesicherte Vorräte (RAR)		Geschätzte zusätzliche Vorräte (EAR I)	
	1 000 t U	%	1 000 t U	%
Australien	517,0	23,4	394,0	36,1
Brasilien	162,0	7,3	94,0	8,6
Frankreich	33,7	1,5	6,7	0,6
Kanada	397,0	18,0	74,0	6,8
Namibia	96,6	4,4	53,0	4,9
Niger	165,8	7,5	305,8	28,0
Südafrika	240,8	10,9	54,4	5,0
USA	369,0	16,7	K.A.[a]	—
übrige Länder der westl. Welt	224,1	10,1	109,1	10,0
Insgesamt	2 206,0	100,0	1 091,0	100,0

[a] K.A. = Keine Angaben: Zahlen liegen nur für die Kategorie EAR II vor, die hier nicht betrachtet wird.
Quelle: OECD/IAEA: *Uranium Resources, Production and Demand 1993*, Paris 1994.

Verteilung der Uranreserven Osteuropa und Asien

Tabelle 5.6: Verteilung der abbauwürdigen Uranvorräte (RAR + EAR I) in Ländern der GUS, Osteuropas und Asiens, Kostenklasse bis zu 130 $/kg U, Stand 1. Januar 1993

Land	Bekannte Vorräte RAR + EAR I	
	1 000 t U	%
Rußland	300	20,8
Ukraine	149	10,3
Kasachstan	512	35,4
Usbekistan	230	15,9
China[a]	72	5,0
Mongolei	80	5,5
Tschechien	44	3,0
Rumänien[b]	26	1,8
Ungarn	18	1,2
Bulgarien[b]	15	1,0
Insgesamt	1 446	100,0

[a] Unvollständige Angaben, da nur ein Teil der Vorräte erfaßt werden konnte.
[b] Geschätzte Werte.
Quelle: OECD/IAEA: *Uranium Resources, Production and Demand 1993*, Paris 1994.

Berichtspraxis[8]. Zum anderen blieben die Ressourcen ab 1985 im wesentli-

[8] Änderung der Klassifizierung von *abbaubar* in *gewinnbar*, was für Kanada, Frankreich und die USA einen Reservenrückgang von 5–10 % bedeutete. Außerdem wurden 1983 die »geschätzten zusätzlichen Reserven« aufgegliedert in zwei neue Kategorien, wobei »gefundene« Ressourcen (EAR I) und »unentdeckte« Ressourcen (EAR II) getrennt

chen konstant. Generell kann daraus abgeleitet werden, das die durch die Produktion entzogene Menge größenordnungsmäßig hinzugefunden wurde.

Tabelle 5.7: Entwicklung der Uranressourcen der westlichen Welt von 1965 bis 1993

Uranressourcen westliche Welt

Bericht der NEA/IAEA vom	Gesamtressourcen in 1 000 t Uranmetall, Preis- bzw. Kostenklasse[a]: Bis zu 80 $/kg U		80–130 $/kg U	
	Sicher (RAR)	Zusätzlich (EAR)	Sicher (RAR)	Zusätzlich (EAR)
August 1965	494	520	526	387
Dezember 1967	579	465	467	355
September 1970	645	677	576	508
1. Januar 1973	866	916	680	632
1. Januar 1975	1 080	1 000	730	680
1. Januar 1977	1 650	1 510	540	590
1. Januar 1979	1 850	1 480	740	970
1. Januar 1981	1 747	1 605	546	1 115
1. Januar 1983	1 468[b]	914[c]	575	308[c]
1. Januar 1985	1 669[b]	925[c]	646	407[c]
1. Januar 1987	1 615[b]	919[c]	683	426[c]
1. Januar 1989	1 657[b]	888[c]	663	403[c]
1. Januar 1991	1 499[b]	914[c]	627[b]	344[c]
1. Januar 1993	1 531[b]	789[c]	675[b]	302[c]

[a] Die bis 1973 ausgewiesenen Preisklassen bis 10 $/lb U_3O_8 und 10–15 $/lb U_3O_8 wurden mit den bis 1975 eingeführten Gewinnungskostenklassen bis 15 $/lb U_3O_8 und 15–30 $/lb U_3O_8 gleichgesetzt. Dies entspricht, wie der Bericht vom Dezember 1975 ausdrücklich feststellt, der seitherigen Kosten- und Preisentwicklung. In den Berichten vom Dezember 1977 und vom Dezember 1979 wird zwischen den beiden Gewinnungskostenklassen bis 30 $/lb U_3O_8 (< 80 $/kg U) und 30–50 $/lb U_3O_8 (> 80–130 $/kg U) unterschieden. Trotz der nicht unerheblichen Kostensteigerungen sind diese beiden neuen Klassen mit den beiden früheren Klassen nicht vollständig vergleichbar.
[b] Gerundete Angabe entsprechend nationaler Berichterstattung, OECD/IAEA.
[c] EAR I.

Die Angaben der OECD/IAEA für die weiteren Ressourcen der Klassifizierung EAR II für die westliche Welt liegen nur in unvollständiger Form vor, da nur wenige Staaten Daten für die Kostenklasse < 130 $/kg U zulieferten und diese als In-situ-Reserven oder abbaubare Reserven angaben. Unter diesem Vorbehalt lassen sich die Estimated Additional Reserves – Kat. II – zu ca. 2 430 000 t U addieren.

Die Angaben über Speculative Resources (SR) der westlichen Welt wurden von einer Steering Group der OECD/IAEA aktualisiert. Danach betrugen sie 1983 für die Kostenklasse < 130 $/kg U zwischen 6,3 und 16,2 Mio. t. Diese Zahlen basieren auf Schätzungen, die IAEA-Experten

spekulative Ressourcen

werden. Diese neue Einteilung wurde nicht in allen nationalen Aufstellungen eingehalten, z.B. USA, wo nur Angaben in der Kategorie EAR II vorliegen.

für einzelne Länder im Rahmen des International Resources Evaluation Project (IUREP) durchgeführt haben. Die Speculative Resources der Ostblockländer wurden von der gleichen NEA-IAEA-Gruppe mit dem Bereich 3,3 bis 8,4 Mio. t U angegeben.

Aus den oben genannten Angaben lassen sich damit theoretisch die Gesamtressourcen der westlichen Welt an Uran für alle Reserve-/Ressourcenklassen auf 12 bis 22 Mio. t für die Kostenklasse < 130 $/kg U beziffern.

Für die Vorräte in der Kostenklasse 130–260 $/kg U liegen nur unvollständige Angaben vor. In der Kategorie *hinreichend gesicherte Reserven* (RAR) werden 0,4 Mio. t U angegeben, in den Kategorien *zusätzlich geschätzte Vorräte I und II* (EAR I, EAR II) sind es 0,18 bzw. 0,65 Mio. t U.

Gewinnungskosten

Die Studie der OECD/IAEA berücksichtigt bei der Vorratseinteilung nach Gewinnungskosten die drei Klassen unter 80 $/kg U, 80–130 $/kg U und 130–260 $/kg U. Daß jedoch seit mehreren Jahren sowohl die Preise für langfristige Lieferverträge als auch für kurzfristige Lieferungen (Spot-Käufe) deutlich unter 80 $/kg U entsprechend 30 $/lb U_3O_8 liegen, hat die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe 1989 eine Betrachtung der Vorräte der westlichen Welt zu niedrigen Gewinnungskosten vorgelegt[9]. In der Kostenklasse bis 40 $/kg U entsprechend 15 $/lb U_3O_8 sind Vorräte in Höhe von 580 000 t U vorhanden, in der Kostenklasse 40 bis 80 $/kg U sind es 600 000 t U. Unterschiede in den Erhebungskriterien führten dazu, daß die Summe beider Kostenklassen niedriger als die Vorratsangabe der OECD/IAEA in der Klasse < 80 $/kg U liegt.

Über die Uranvorräte der ehemaligen Staatshandelsländer wurden in den letzten Jahren einigermaßen zuverlässige Angaben vorgelegt. Da die Angleichung der Vorratskategorien mit den in den WOCA-Ländern gebräuchlichen noch nicht von allen ehemaligen Staatshandelsländern angewandt wird, sind aber direkte Vergleiche, insbesondere auch bei den Kostenklassen, nicht möglich. In der Anfang 1994 erschienenen Untersuchung der OECD/IAEA[10] werden deshalb die Vorratsangaben für diese Länder in einer gesonderten Zusammenstellung angegeben, in der die Kategorien *hinreichend gesicherte Vorräte* (RAR) und *geschätzte zusätzliche Vorräte* (EAR I) zusammengefaßt sind (»other known resources«). Diese bekannten Vorräte sind in Tabelle 5.6 aufgelistet. Für Gewinnungskosten unterhalb von 130 $/kg U werden sie auf 1 446 000 t U geschätzt, wovon ca. 946 000 t U in die Kategorie bis 80 $/kg U fallen. Die Angaben beziehen sich auf in situ-Vorräte, wobei Verluste durch Abbau und Aufbereitung nicht berücksichtigt sind. Die Einteilung nach Gewinnungskosten ist mit Vorbehalt anzusehen, da entsprechende Untersuchungen nicht angestellt werden.

[9] BGR: *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen*, Hannover, Juni 1989.

[10] OECD/IAEA: *Uranium Resources, Production and Demand 1993*, Paris 1994.

(3) Uranvorräte und Uranlagerstätten in Deutschland:
Laut Bericht der OECD/IAEA von 1993 verfügte Deutschland Anfang 1989 nur über geringe gewinnbare Ressourcen. In der Kostenklasse bis zu 130 $/kg U betrugen die sicheren Reserven (RAR) 3 000 t U und die geschätzten zusätzlichen Ressourcen (EAR I) 4 000 t U.

Die Uranvorkommen in den alten Bundesländern gehören überwiegend zum Lagerstättentyp »hydrothermale Gänge in herzynischen Graniten«. Sie treten im Oberpfälzer Wald (Mähring, Poppenreuth), im Fichtelgebirge (Großschloppen) sowie in Baden-Württemberg auf, wo die bekannte Uranlagerstätte Menzenschwand liegt[11]. Ebenfalls in Baden-Württemberg kommt die einzige Uranlagerstätte vom »sedimentären Typ« in Schwarzschiefern und untergeordnet in Sandsteinen vor (Oberkarbon bei Baden-Baden). Die Aufbereitungsanlage in Ellweiler/Rheinland-Pfalz, in der die Erze, die in der Phase des Untersuchungsbergbaus angefallen waren, aufbereitet wurden, ist im Mai 1989 stillgelegt worden.

Uranvorkommen in Deutschland

In den Ländern Sachsen und Thüringen wurde während der Jahre 1946 bis 1990 eine intensive Suche und ein ausgedehnter Uranabbau durch die Sowjetisch-Deutsche Aktiengesellschaft Wismut (SDAG Wismut)[12] betrieben. Mit einem Gesamtaufwand von mehreren Milliarden Mark wurden fünf wichtige Lagerstättenbezirke erschlossen[13]. Ausgehend vom Silber- und Buntmetallerzbergbau im Erzgebirge seit dem Mittelalter erlangten zunächst die Uranerze auf den hydrothermalen Gängen des Erzgebirges Bedeutung. Insgesamt wurden hier auf mehr als 12 Einzellagerstätten des West-, Mittleren und Ost-Erzgebirges sowie des Vogtlandes bisher ca. 102 000 t U gewonnen. Ebenso bedeutend hinsichtlich der Bergwerksförderung waren die linsen- und stockwerkartigen Lagerstätten in altpaläozoischen Schiefern, Kalksteinen und Diabasen in Thüringen, i.w. im Raum Gera-Ronneburg, wo 8 Lagerstätten bisher ca. 110 000 t U erbrachten. Die Lagerstätte Königstein/Elbsandsteingebirge in oberkretazischen Sandsteinen hat bisher fast 19 000 t U geliefert, wobei die Gewinnung sowohl im konventionellen Tiefbau als auch durch chemische Extraktionsverfahren (Untertage-Kammerlaugung) erfolgte. Geringere Bedeutung hatte die Urangewinnung aus den uranhaltigen Steinkohlen des Rotliegenden im Döhlener Becken (Freital bei Dresden) und die flözartigen Anreicherungen in fluviatil-lagunären Sedimenten des Zechsteins im ostthüringer Sattel. Insgesamt sind von 1946 bis 1990 ca. 216 352 t U produziert worden[14].

Erzgebirge

[11] Aus Naturschutzgründen versagte Ende 1984 das Verwaltungsgericht Freiburg dem Antragsteller Gewerkschaft Brunhilde die Abbaugenehmigung. Inzwischen wurden die Untersuchungen beendet und die Grube stillgelegt. Unter Hinweis auf die heilende Wirkung radioaktiver Strahlen hat die Gemeinde Menzenschwand zwischenzeitlich einen Kurbetrieb eingerichtet und aufgenommen. Das empfehlende Argument war dann aber kontraproduktiv, der Betrieb wurde wieder eingestellt.

[12] 1946 bis 1953: Sowjetische Aktiengesellschaft Wismut.

[13] G. Lange, P. Mühlstedt, G. Freyhoff, B. Schröder: *Der Uranerzbergbau in Thüringen und Sachsen – ein geologisch-bergmännischer Überblick*, Erzmetall, 44, 1991, Nr. 3. S. 162–171.

[14] F. Barthel: *Die Urangewinnung auf dem Gebiet der ehemaligen DDR von 1945 bis 1990*, Geol. Jb. A 142, 1993, S. 335–346.

Die derzeit noch vorhandenen Uranvorräte belaufen sich nach Angaben der SDAG Wismut auf 17 000 t U in der Kategorie hinreichend gesichert (RAR) und auf 30 000 t U in der Kategorie zusätzlich geschätzt (EAR I). Die Gewinnungskosten liegen in der Klasse 130 bis 260 $/kg U. Ende 1990 wurde der kommerzielle Uranabbau eingestellt. In den Folgejahren finden Stillegungs-, Sanierungs- und Rekultivierungsarbeiten statt (s. auch Kapitel 2.7).

5.2.2.2 Verfügbarkeit der vorhandenen Reserven

nachgewiesene sichere Vorräte

Wie die oben genannten Daten erkennen lassen, reichen die zur Zeit nachgewiesenen sicheren Vorräte innerhalb der westlichen Welt von rund 2,2 Mio. t Uranmetall aus, um den Bedarf dieses Teils der Welt bis in das nächste Jahrhundert hinein zu decken (bis 2010 kumulierter Verbrauch: ca. 1,1 Mio. t Uranmetall). Die begrenzte Reichweite der zur Zeit erschlossenen sicheren Uranreserven gibt keinen Anlaß zu befürchten, daß danach mit einer Uranknappheit zu rechnen ist. Deutlich bringt dies der Bericht der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, über die regionale Verteilung der Weltbergbauproduktion vom Januar 1975 zum Ausdruck. Dort heißt es (S. 25): »Hinsichtlich der Höhe der Rohstoffreserven muß eindringlich darauf hingewiesen werden, daß außer den genannten sicheren und wahrscheinlichen Vorräten derzeit bei den meisten Rohstoffen potentielle Ressourcen bekannt sind, die größenordnungsmäßig zumindest den sicheren und wahrscheinlichen Vorräten entsprechen. Darüber hinaus ist in den Höffigkeitsgebieten der Erde mit weiteren Neufunden zu rechnen, die zwar regional sehr unterschiedlich erfolgen werden, insgesamt jedoch in einem Ausmaß zu erwarten sind, daß auch auf längere Sicht keine Erschöpfung der Rohstoffreserven befürchtet werden muß. Das jeweilige Vorratsniveau wird auch langfristig im wesentlichen eine Funktion der Explorationsintensität und der hierfür eingesetzten finanziellen Mittel bleiben.«

Reichweite von Energierohstoffen

Für die Energierohstoffe stellt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in ihrer mehrfach erwähnten Studie »Reserven, Ressourcen und Verfügharkeit von Energierohstoffen« im Juni 1989 fest: »rein rechnerisch können die gewinnbaren Reserven der kommerziellen Energieträger (fossile Brennstoffe und Kernbrennstoffe) den gegenwärtigen Energiebedarf der Welt noch etwas länger als ein Jahrhundert decken.« Obwohl bei dieser Aussage Verbrauchssteigerungen außer acht gelassen wurden, sind noch ausreichende zusätzliche Ressourcen vorhanden, so daß eine allgemeine Verknappung nicht eintreten wird.

Tatsächlich hat sich die Zeitdauer, für die die erschlossenen Reserven zur Versorgung den vorhergesagten Kernkraftwerkskapazität ausreichen, in der Vergangenheit ständig erhöht. Diese Aussage kann deshalb gemacht werden, weil trotz eines absoluten leichten Rückgangs der Uranreserven (vgl. Tabelle 5.7) die prognostizierten Kernkraftwerkskapazitäten unverhältnismäßig stark zurückgegangen sind. Die Steigerungsrate des Uranbedarfs könnte mittelfristig mit dem Einsatz von Brutreaktoren sinken. Auch steht zu erwarten, daß technologische Verbesserungen der Abbau- und Aufbe-

reitungsverfahren und der Übergang zu größeren und damit wirtschaftlicheren Fördereinheiten erlauben werden, den inflationsbedingten Anstieg der Förderkosten teilweise zu kompensieren. Allerdings ist darauf hinzuweisen, daß erhebliche reale Produktionskostensteigerungen eintreten werden aufgrund der auch im Uranbergbau immer umfangreicher werdenden Genehmigungsverfahren, die oft mit einer öffentlichen Anhörung verbunden sind, der verschärften Auflagen bezüglich Umweltschutz und Arbeitssicherheit sowie der gestiegenen Anforderungen an eine Wiederherstellung der in Anspruch genommenen Oberflächen nach Produktionseinstellung.

Nach der Gewinnung der Reserven in der kostengünstigen Klasse bis zu 80 \$/kg U (30 \$/lb U_3O_8) wird es erforderlich sein, die ärmeren Vorkommen in der Kostenklasse über 80 \$/kg U zu gewinnen. Obwohl der Umfang der Reserven in der Kostenklasse im Bereich 80–130 \$/kg U in den Klassen Reasonably Assured Resources und Estimated Additional Resources – Kat-I – zur Zeit nur einem Drittel der entsprechenden Reserven der Kostenklasse unter 80 \$/kg U entspricht, ist aus der bisherigen Explorationserfahrung zu erwarten, daß in der Kostenklasse über 80 \$/kg U tatsächlich ein Mehrfaches der kostengünstigen Reserven vorkommen kann. Allerdings sind zum Nachweis der Vorräte in der höheren Kostenklasse erhebliche Prospektions- und Explorationsarbeiten erforderlich.

Explorationserfahrung

Unter dieser Hypothese ist es zur Zeit nicht erforderlich, auf die praktisch nicht begrenzten Vorräte an Uran im Meerwasser (4,2 Mrd. t Uranmetall, das ist mehr als das 2 900fache der gesicherten Reserven zu unter 80 \$/kg U) zurückzugreifen. Es sollte jedoch hervorgehohen werden, daß der früher für das Meeresuran auf über 500 \$/lb geschätzte Gestehungspreis aufgrund verbesserter Technologien derzeit bei 250 \$/lb U_3O_8 liegt und weitere Kostensenkungen durch gezielte Adsorberentwicklung in den Bereich unter 150 \$/lb U_3O_8 denkbar sind[15].

Uran im Meerwasser

Uranerzbergbau-GmbH, Bonn, hat im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie in den 80er Jahren eine Technologie zur Uranextraktion aus Meerwasser entwickelt. Diese besteht darin, daß in halbtauchenden Einheiten mit horizontal weit ausladenden Adsorberbetten fluidisierte Adsorptionsstoffe von Meerwasser durchgespült werden und dessen Urangehalt aufnehmen. Die wesentlichen Komponenten dieses Verfahrens wurden im Labormaßstab und in Feldversuchen nachgewiesen. Die Anlage wurde so ausgelegt, daß die Prozeßenergie der Meeresströmung entzogen oder aber durch mechanische Pumpen erzeugt wird.

[15] In Japan wurde eine Versuchsanlage für etwa 10 kg Uran aus Meerwasser im April 1986 fertiggestellt. Sie sollte ein erster Schritt zu einer Großanlage mit 1 000 Jato Uran sein. Die Kosten des japanischen Konzeptes werden auf 160–330 \$/lb U_3O_8 (bei 1 000 Jato) geschätzt, d.h., sie sind über zwanzigmal so hoch wie diejenigen für die gegenwärtige bergbauliche Gewinnung.

5.2.2.3 Tätigkeiten deutscher Bergwerksgesellschaften auf dem Uransektor

Aufgrund von weltweiten Befürchtungen in den 70er Jahren, daß nicht genügend Uran zur Versorgung der Kernkraftwerke zur Verfügung stehen könnte, sind insbesondere in den westlichen Industrieländern, die sich bei der Energieversorgung maßgeblich auf die Kernenergie abstützen, jedoch nicht auf wesentliche Uranreserven innerhalb ihrer Grenzen zurückgreifen können, zumeist mit finanzieller Unterstützung der Regierungen Bemühungen unternommen worden, durch die Prospektion auf Uran die Reservensituation zu verbessern. Diese Politik verfolgte auch die Bundesrepublik Deutschland. Ähnlich gingen Frankreich und Japan vor. In diesen Ländern bestand die zusätzliche Sorge, beim Bezug von Uran in ähnlicher Weise von der in den Lieferländern praktizierten Absatz- und Preispolitik abhängig zu werden, wie dies beim Erdöl der Fall war.

Uranprospektion

Die Prospektionsanstrengungen von Bergwerksunternehmen der Bundesrepublik Deutschland haben zur Entdeckung einiger sehr kostengünstiger Lagerstätten insbesondere in Kanada geführt. Zwei deutsche Unternehmen sind in diesem Zusammenhang zu nennen: Uranerzbergbau-GmbH (UEB), Wesseling, mit den paritätisch beteiligten Gesellschaftern Preussag Energie GmbH und Rheinbraun AG (Tochtergesellschaft der RWE AG) sowie Urangesellschaft mbH (UG), Frankfurt/M., mit den Gesellschaftern COGEMA Deutschland GmbH (69,4 %), PreussenElektra AG und Steag AG (je 10,3 %) sowie Badenwerk AG und Energie-Versorgung Schwaben AG mit je 5 %. UG und Nukem GmbH, Alzenau, sowie teilweise UEB sind im Handel mit Uran tätig und erbringen Dienstleistungen für den Kernbrennstoffkreislauf.

deutsche Uranbergbauunternehmen

Die deutschen Uranproduzenten decken derzeit etwa die Hälfte der deutschen Uranversorgung ab und liefern den Rest ihrer Produktion an Kernkraftwerksbetreiber in den sonstigen europäischen Ländern, den USA, Kanada und Japan.

UEB

UEB ist über ihre kanadische Tochtergesellschaft Uranerz Exploration and Mining Ltd. (UEM) mit je einem Drittel an den in Nord-Saskatchewan gelegenen Uranlagerstätten Key Lake, Eagle Point und Collins Bay, welche zu den größten und wirtschaftlichsten Vorkommen der Welt gehören, sowie an den dazugehörigen Aufbereitungsanlagen Key Lake und Rabbit Lake beteiligt. Zudem hält UEM einen Anteil von 29,775 % an der Lagerstätte McArthur River, ein mit geschätzten geologischen Vorräten von 260 Mio. lbs U_3O_8 bei einem Durchschnittsgehalt von rd. 5 % U_3O_8 im Weltmaßstab herausragendes Vorkommen. Das Erz aus dieser Lagerstätte soll etwa ab 1998 in der Aufbereitungsanlage Key Lake verarbeitet werden. Weiterhin ist UEM mit 20 % an der ebenfalls in Nord-Saskatchewan gelegenen Uranlagerstätte Midwest beteiligt, welche gegen Ende der 90er Jahre erschlossen werden soll. In den USA hält die UEB-Tochtergesellschaft Uranerz U.S.A. Inc., Denver, einen Anteil von 58 % an dem Uranlaugungsbetrieb Crow Butte in Nebraska, der 1991 die Produktion aufgenommen hat und eine Anlagenkapazität von rd. 385 t U aufweist. Insgesamt ergeben die Be-

teiligungen der UEB an den bestehenden Produktionsanlagen in Kanada und den USA eine anteilige Produktionskapazität von rd. 3 550 t U. Mit dem daraus resultierenden Produktionsanteil könnte UEB allein etwa den gesamten deutschen Uranbedarf abdecken. Effektiv wird die Produktionskapazität der UEB aufgrund der angespannten Uranmarktsituation zur Zeit nicht voll genutzt.

UEB's Gesellschafter Rheinbraun AG ist mit 6,25 % an der australischen Gesellschaft Energy Resources of Australia (ERA) beteiligt, welche die Urangewinnung aus der Lagerstätte Ranger in dem Northern Territory von Australien betreibt.

UG hält Beteiligungen an zwei Gesellschaften mit produzierenden Uranbergwerken: SOMAIR, Niger (6,5 %) und ERA, Australien (6,5 %). Darüber hinaus hält die UG Anteile an fortgeschrittenen Explorationsprojekten, die noch vor der Investitionsentscheidung für den Aufbau einer Uranproduktion stehen: Kiggavik, Kanada (79 %), Sissons-Schultz South, Kanada (46,3 %) und Kanyemba, Zimbabwe (50 %).

UG

5.2.2.4 Rückblick auf Marktentwicklung und Produktion

Die historische Entwicklung des Natururanmarktes und der Produktion der westlichen Welt wird im folgenden aus pragmatischen Gründen auf den Zeitraum ab 1965 (Auslaufen der militärischen Uranbeschaffungsprogramme) begrenzt.

Die Marktentwicklung war vor allem durch folgende Tatbestände charakterisiert:

Von 1965–1985 wurde in der westlichen Welt in jedem Jahr mehr Natururan produziert, als durch den Betrieb zivil genutzter Reaktoren verbraucht wurde. In einzelnen Jahren überstieg die jährliche Produktion den zivilen Verbrauch um das Zwei- bis Dreifache, mit abnehmendem Trend in den 80er Jahren – bis es erstmals 1985 nahezu zu einem Gleichgewicht zwischen Produktion und Verbrauch kam.

In kumulierten Zahlen ausgedrückt, stellt sich dieser – für einen Markt der westlichen Welt sicherlich sehr überraschende – Sachverhalt wie folgt dar: Von 1965–1985 wurden insgesamt ca. 575 000 t Uran produziert, der Bedarf der zivil genutzten Kernkraftwerke betrug im gleichen Zeitraum jedoch nur ca. 370 000 t Uran. Die resultierende Differenz von etwas über 200 000 t Uran floß in Lagerbestände, die vor allem bei Verbrauchern (Energieversorgungsunternehmen) sowie Regierungen in Produzenten- und Verbraucherländern angelegt wurden. Im geringeren Maße mußten Uranproduzenten Uran auf Vorrat nehmen (siehe Tabelle 5.8 und Abbildung 5.6).

Lagerbestände an Uran

Wie konnte es zu dieser unter marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten sicherlich äußerst überraschenden Entwicklung kommen? Dafür gibt es mehrere und für die einzelnen Zeitabschnitte der Periode von 1965–1985 unterschiedliche Ursachen:

Uranproduktion weltweit

Tabelle 5.8: Vergleich der Uranproduktion in der westlichen und der östlichen Welt

Land/Region	Uranproduktion in t U kumulativ bis Ende 1993	im Jahr 1991
Westl. Welt (gesamt):	1 059 200	22 070
davon: –USA	430 600	1 190
–Kanada	265 100	9 190
–Südafrika	146 800	1 700
–Frankreich	70 300	1 710
–Niger	59 700	2 910
–Australien	55 600	2 260
–Namibia	54 800	1 670
–Gabun	22 300	580
–Restl. westl. Welt	44 000	860
Östl. Welt (gesamt):	776 900	10 330
davon: –GUS[16] (geschätzt)	ca. 321 400	8 100
–frühere DDR	216 400	—
–China	ca. 78 000	950
–CSFR/Tschech. Rep.	102 900	700
–Bulgarien	23 100	80
–Ungarn	17 100	380
–Rumänien	17 000	120
–Polen	1 000	—
Welt gesamt	1 836 100	32 400

Quellen: BGR, Hannover; UEB, Wesseling.

Im Zeitraum zwischen dem zweiten Weltkrieg und den frühen 60er Jahren diente die Uranproduktion der westlichen Welt (WOCA) nahezu ausschließlich den umfangreichen Kernwaffenprogrammen der Nuklearmächte. Durch großzügige preisliche Anreize hatten die Nuklearmächte der westlichen Welt (USA, Großbritannien und Frankreich) zunächst einen Uran-Prospektions- und anschließend einen Uran-Produktionsboom ausgelöst. Als Mitte der 60er Jahre die militärischen Uranbeschaffungsprogramme ausliefen, entschlossen sich die Regierungen einiger Erzeugerländer (Kanada, Australien und die USA), die existierende Uranproduktion teilweise im Rahmen von Stützungsprogrammen aufrechtzuerhalten. Neben sozialpolitischen Aspekten war dabei vor allem das Motiv ausschlaggebend, daß die sich abzeichnende und vielversprechende zivile Nutzung der Kernenergie in überschaubaren Zeiträumen zu zivilem Uranbedarf führen werde. Diese Stützungsmaßnahmen hielten teilweise bis in die frühen 70er Jahre hinein an.

Da jedoch die Belebung der zivilen Urannachfrage Ende der 60er/Anfang der 70er Jahre zunächst hinter den Erwartungen zurückblieb, kam es in der Uranindustrie der westlichen Welt ungeachtet der staatlichen Stützungsmaßnahmen zu einer äußerst schwierigen wirtschaftlichen Situa-

tion. Diese veranlaßte Anfang der 70er Jahre die Regierungen einiger Produzentenländer, Minimumpreise für den Export zu vereinbaren (später »Urankartell« genannt).

Infolge der ersten Ölkrise 1972/1973 wurden in den Folgejahren umfangreiche Bauprogramme für neue Kernkraftwerke entwickelt. Als unmittelbare Folge belebte sich die Urannachfrage zunehmend und stieß nach Ansicht internationaler Uranexperten zunehmend an die Versorgungsgrenzen, wie sie sich aus den damals bekannten, kostengünstig abbaubaren Reserven ergaben. Der überwiegende Teil der Kernkraftwerke bauenden und betreibenden Energieversorgungsunternehmen (EVU) entschloß sich deshalb zum Abschluß von sehr langfristigen Lieferverträgen, in denen nicht nur Festpreise oder Basispreise zuzüglich Inflationsausgleich vereinbart wurden, sondern insbesondere feste jährliche Liefermengen – unabhängig davon, wie das Bauprogramm oder der Betrieb der Kernkraftwerke sich gestalten würden. In Anbetracht der erwarteten langfristigen Lieferengpässe glaubten die EVU vor allem, daß die Milliardeninvestitionen in Kernkraftwerken nicht dem Risiko einer möglichen Unterbrechung der Kernbrennstoffversorgung ausgesetzt werden dürften – zumal die dafür erforderlichen Investitionen nur im Bereich einiger 100 Mio. lagen.

langfristige Lieferverträge

Für diese den voraussichtlichen Bedarfszeitpunkten weit vorauseilende Beschaffungspolitik der EVU war zusätzlich vor allem die US-amerikanische Anreicherungsbehörde USERDA verantwortlich, die bis Anfang der 70er Jahre als alleiniger Anbieter für Anreicherungsdienstleistungen auftrat (siehe Kapitel 5.3.4.1). Im Zuge des Kernkraftwerkbooms verlangte USERDA ab 1973, daß ihre Anreicherungskunden ihren Bedarf nicht nur lange im voraus, sondern für viele Jahre fest kontrahieren mußten. Als Folge dessen sahen sich die EVU zunehmend gezwungen, auch ihren Bedarf an Konversionsdienstleistungen und Natururanmengen parallel zu kontrahieren.

Schließlich zeichnete für den Nachfrageanstieg auf dem Natururanmarkt die im Jahr 1975 ausgesprochene Weigerung des amerikanischen Reaktorherstellers Westinghouse Electric mitverantwortlich, eingegangenen Lieferverpflichtungen über die beträchtliche Menge von ca. 27 000 t Uran nachzukommen, wobei dies mit sog. »Commercial Impracticability« aufgrund der Tätigkeiten des vorerwähnten »Urankartells« begründet wurde. Die Lieferverweigerung löste nahezu panikartige Käufe der betroffenen Gesellschaften sowie nichtbeteiligter EVU aus. Der Spotmarktpreis für Natururan stieg im Gefolge dieser Geschehnisse rapide an und erreichte in den Jahren 1978/79 mit ca. 43 \$/lb U_3O_8 das höchste, jemals in der Geschichte dieser Industrie erlebte Niveau (siehe Abbildung 5.6 und Tabelle 5.9). Der Chronik halber sei erwähnt, daß das Westinghouse-Problem im Rahmen außergerichtlicher Vergleiche gelöst wurde.

Spotmarktpreis

Das Streben der EVU nach Versorgungssicherheit der Kernkraftwerke führte neben einer geographisch-politischen Diversifizierung der Versorgungsquellen vor allem auch zu der gezielten Anlegung von Sicherheitsvorräten, wobei im Durchschnitt der westlichen Welt zwei Jahresbedarfs-

Versorgungssicherheit

Tabelle 5.9: Historische Entwicklung der Uranmarktpreise von 1968 bis 1993 (Nuexco Exchange Value; jeweils Jahresdurchschnitt in US $/lb U_3O_8)

Uranmarktpreise 1968 bis 1993

1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
6,41	6,19	6,24	6,06	5,95	6,41	11,03	23,68	39,70

1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
42,20	43,23	42,57	31,79	24,19	19,90	22,98	17,27	15,60

1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	
17,00	16,78	14,55	10,00	9,76	8,70	8,53	9,98	

mengen als erforderlich erachtet wurden. In einigen besonders importabhängigen Verbraucherländern, wie z.B. Japan und einigen europäischen Ländern, wurden sogar Sicherheitsvorräte von bis zu fünf Jahresbedarfsmengen angelegt.

Die vorerwähnten langfristigen Kaufverträge der Energieversorgungsunternehmen waren neben ihrer langen Laufzeit (häufig 10 Jahre, in einzelnen Fällen sogar bis zu 20 und 30 Jahren) vor allem dadurch gekennzeichnet, daß die Kaufverpflichtungen vom tatsächlichen Reaktorgeschehen und damit dem Uranbedarf »entkoppelt« waren. Aus Sicht der Bergbauunternehmen stellten sie jedoch eine zuverlässige Planungsunterlage für den Betrieb und die Ausweitung der Uranerzeugung dar. Unmittelbare Folge war eine kontinuierliche Ausweitung der Uranproduktion in der westlichen Welt, wie sie in Abbildung 5.6 klar zum Ausdruck kommt.

Als dann in der zweiten Hälfte der 70er Jahre zunehmend Verzögerungen im zeitlichen Ausbau der Kernkraftwerksprogramme auftraten, die sich insbesondere durch den Three Mile Island-Vorfall in Harrisburg, Pennsylvania, USA, erheblich verstärkten, kam es zu einem zunehmenden Auseinanderklaffen zwischen den ursprünglich von den EVU erwarteten und eingekauften Uranbedarfsmengen und dem tatsächlichen zum Betrieb der Kernkraftwerke erforderlichen Bedarf.

Produktion/Bedarf

Wie gravierend dieses Auseinanderklaffen zwischen der Uranproduktion und dem zum Betrieb der Kernkraftwerke erforderlichen Bedarf in der westlichen Welt im Zeitraum von 1975–1985 war, ist aus der Abbildung 5.6 ersichtlich, in der der Uranbedarf der Produktion gegenübergestellt wird. Wie bereits erwähnt, kam diese Entwicklung erst im Jahr 1985 zu einem Stillstand. In den Folgejahren überstieg der tatsächliche Reaktorbedarf zunehmend die Produktion der westlichen Welt, so daß es zu einem allmählichen Abbau der Lagervorräte kam, der sich vornehmlich auf die Energieversorgungsunternehmen konzentrierte, teilweise jedoch auch bei Uranproduzenten auftrat.

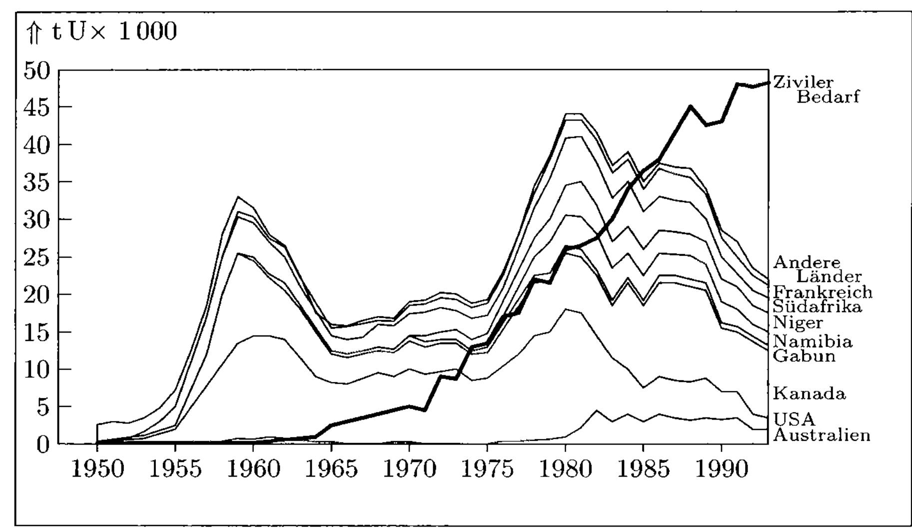


Abbildung 5.6: Uranproduktion und ziviler Uranbedarf der westlichen Welt für den Zeitraum von 1950 bis 1993.

Uranproduktion und ziviler Bedarf

Unmittelbare Folge dieser Entwicklung war das Entstehen eines ausgeprägten Sekundärmarktes, d.h. eines Marktes, auf dem Verbraucher als Verkäufer auftreten. Parallel zu dieser Entwicklung stiegen nicht nur die auf dem Spotmarkt gehandelten Liefervolumina an, es kam auch zu einem zunehmenden Engagement von Handelsgesellschaften und Brokerfirmen im Urangeschäft. Dies stellte eine deutliche Kehrtwendung des bis dahin vorherrschenden Geschehens am Uranmarkt dar, das über viele Jahre vornehmlich durch direkte Beziehungen zwischen Uranverbrauchern und -erzeugern gekennzeichnet war.

Der ausgeprägtere Spotmarkt und die sich ausweitenden Händler- sowie Brokeraktivitäten beschleunigten eine längst überfällige Redistribution überschüssiger Lagervorräte. In diesem Prozeß, der sich durch den Reaktorunfall von Tschernobyl (1986) und die daraus in weiten Teilen der westlichen Welt resultierende Krise der Kernenergie noch beschleunigte, kam es nicht nur zu einem dramatischen Verfall der Spotmarktpreise, sondern zu gravierenden Änderungen auf der Angebotsseite des Marktes:

Viele Produzenten, die nicht über kostengünstige Lagerstätten verfügten, legten ihre Produktion still und deckten ihre Lieferverträge statt aus eigener Produktion durch Zukäufe von EVU oder kostengünstigen Produzenten ab. Andere Gesellschaften setzten ihre Produktion nur so lange fort, wie sie über kostendeckende »alte« Verträge verfügten, die noch zu Zeiten des Uranbooms abgeschlossen wurden.

Produktionsrückgang

Neben dem daraus resultierenden Produktionsrückgang kam es in der Uranindustrie zu ausgeprägten Kontraktions- und Konsolidierungsmaßnahmen. Besonders augenfällig war dabei die Beendigung des Engagements von Ölgesellschaften und EVU, das im Uranboom der 70er Jahre verstärkt begonnen hatte. Am Ende dieses Prozesses hatte sich die Angebotsseite der

westlichen Welt von früher über 100 Gesellschaften auf ca. 10 namhafte Firmen reduziert (siehe Tabelle 5.10).

Tabelle 5.10: Die wichtigsten Uranproduzenten der westlichen Welt (außer USA), (Reihenfolge entsprechend der Produktion in 1993)

Uranproduzenten westliche Welt

Produzent	Land	Produktion (t U)
1. Cameco	Kanada	5 090
2. COGEMA	Frankreich/Afrika/Nordamerika	4 600
3. Uranerz	Kanada/USA	2 670
4. NUFCOR	Südafrika	1 620
5. ERA	Australien	1 130
6. Western Mining	Australien	1 120
7. Rio Algom	USA/Kanada	840
8. RTZ	Namibia/Südafrika	750
9. IMC-Agrico	USA	390
10. Power Resources	USA	260

Größtes Opfer dieser Entwicklung wurden die Produzenten in den USA, deren Ausstoß von einem Höchststand von insgesamt 16 800 t Uran in 1980 auf ungefähr 1 200 t Uran in 1993, also auf ca. 7 % des ehemaligen Höchststandes, zurückging. Ähnliche, wenn auch nicht so ausgeprägte Entwicklungen waren in Südafrika, Namibia und Niger zu konstatieren.

Völlig im Gegensatz zur Situation in den frühen 70er Jahren, als international mit einer baldigen Uranverknappung gerechnet wurde, änderte sich Ende der 70er/Anfang der 80er Jahre aufgrund der Entdeckung kostengünstiger Lagerstätten auch von der Angebotsseite die Einschätzung der Reservensituation beim Natururan. Dabei sind insbesondere die kanadische Provinz Saskatchewan (McArthur River, Cigar Lake, McClean Lake) und das Northern Territory von Australien (Ranger, Jabiluka) zu nennen. Die Entdeckungen dieser Lagerstätten waren – wie vorher bereits die Auffindung der Lagerstätten Key Lake, Eagle Point (in der kanadischen Provinz Saskatchewan) – die natürliche Folge des nach der ersten Ölkrise 1972/73 einsetzenden Uranbooms und daraus resultierender Explorationsanstrengungen.

Als sich aus Sicht der westlichen Uranproduzenten durch den sich zunehmend beschleunigenden Lagerabbau Ende der 80er Jahre allmählich eine Trendwende zum Positiven abzuzeichnen schien, wurde die Marktsituation Anfang der 90er Jahre im Zuge der weltpolitischen Umwälzungen erneut dramatisch verändert, worauf im folgenden Kapitel eingegangen wird.

5.2.2.5 Vordringen des ehemaligen Ostblocks auf den Natururanmarkt der westlichen Welt

Ostblock-Uran

Der Natururanmarkt der westlichen Welt war bis Ende der 80er Jahre aus politischen und militärischen Gründen ein in sich geschlossener Markt, d.h. ein Markt, der von den Geschehnissen im ehemaligen Ostblock kaum beeinflußt wurde. Die Sowjetunion trat seit 1971 lediglich in Konkurrenz zu USERDA als Lieferant von Anreicherungsdienstleistungen für westliche

EVU auf. Ab 1989 entschloß sich die ehemalige Sowjetunion, auch Uran in leicht angereicherter Form (LEU) in den Westen auszuführen. 1990 wurde dann erstmals offiziell mitgeteilt, daß man nunmehr auch beabsichtige, Natururan in die westliche Welt zu exportieren. Parallel dazu wurden auch aus den Gebieten der ehemaligen DDR (Wismut), der CSFR und China Natururanmengen in den Westen exportiert.

Vor allem die Exporte der ehemaligen Sowjetunion nahmen bereits im Jahr 1991 ein derartiges Volumen an, daß der Spotmarktpreis für U_3O_8, zumindest in inflationsbereinigten US-Dollar – in 1991 mit 7,25 \$/lb U_3O_8 – einen historischen Tiefpunkt erreichte.

Diese – insbesondere aus Sicht westlicher Uranproduzenten – dramatische Preisentwicklung ist neben den unmittelbaren preislichen Wirkungen der massiven Exporte aus der ehemaligen Sowjetunion insbesondere auf den marktwirtschaftlichen Grundsatz zurückzuführen, daß Rohstoffmärkte vor allem durch die Erwartungen von Käufern und Verkäufern geprägt werden: Die Geschehnisse auf dem nuklearen Kernbrennstoffsektor des ehemaligen Ostblocks waren über Jahrzehnte nicht nur westlichen Marktteilnehmern völlig unbekannt, sondern auch im ehemaligen Ostblock unter Führung der Sowjetunion Staatsgeheimnis. Insbesondere ließen die Verhältnisse des kalten Krieges es für Verbraucher und Produzenten der westlichen Welt unmöglich erscheinen, daß Uran aus dem ehemaligen Ostblock jemals für die Versorgung westlicher Kernkraftwerke bzw. als Konkurrenz in Frage kam.

Kernbrennstoffsektor im Ostblock

Nach einer ersten Phase der reinen Spekulation in der westlichen Welt über die Höhe der laufenden Produktion des ehemaligen Ostblocks und die dort angehäuften Uranvorräte gelang es westlichen Experten, allmählich mehr Licht in das Dunkel zu bringen. Erschwert wurde und wird die Markttransparenz vor allem dadurch, daß die Nachfolgestaaten der ehemaligen Sowjetunion nur zögerlich dazu beitragen, die tatsächlichen Verhältnisse offenzulegen.

Die wesentlichen Charakteristika der historischen und aktuellen Uransituation im ehemaligen Ostblock lassen sich – nach dem derzeitigen Erkenntnisstand – wie folgt zusammenfassen:

Bis einschließlich 1990 waren sämtliche Satellitenstaaten der ehemaligen Sowjetunion gezwungen, ihre Uranerzeugung ausschließlich der Sowjetunion zur Verfügung zu stellen. Es wurden lediglich Gegengeschäfte für den jeweiligen heimischen Bedarf der Satellitenstaaten getätigt, wobei die Sowjetunion fertige Brennelemente an diese lieferte, die nach ihrer Nutzung auch von der Sowjetunion in abgebrannter Form zurückgenommen wurden. Einzige Ausnahme bildete Rumänien, das zunächst ebenfalls diesem Muster folgte, später jedoch sein Uran für das heimische Nuklearprogramm behielt.

Die bis 1990 kumulierte Produktion des ehemaligen Ostblocks wird von westlichen Experten (bei teilweiser direkter Bestätigung durch Experten aus den ehemaligen Ostblockländern) auf ca. 664 000 t U geschätzt (siehe Tabelle 5.11). Wie groß diese Zahl ist, geht aus einem Vergleich mit der westlichen Welt hervor, deren bis 1990 kumulierte Erzeugung ca. 990 000 t U

Uranproduktion im Ostblock

Tabelle 5.11: Uranproduktion in der GUS, China und Osteuropa bis Ende 1990

Land	Kumulative Uranproduktion bis Ende 1990 (t U)
Bulgarien	21 100
China	75 000
GUS	294 000
CSFR	98 900
frühere DDR	216 400
Ungarn	15 800
Polen	1 000
Rumänien	16 600
Gesamt	739 200

betrug (siehe Tabelle 5.8). Zu erwähnen ist noch die bis 1990 kumulierte Produktion der Volksrepublik China, die ca. 75 000 t U betrug.

Auch bezüglich der Verwendung der kumulierten Uranproduktion – sei es für zivile oder militärische Zwecke – sind westliche Experten zur Zeit auf nur teilweise von sowjetischer Seite bestätigte Zahlen angewiesen.

Das Gesamtbild der bis 1990 kumulierten Produktion und ihrer Verwendung ist in Tabelle 5.12 dargestellt. Der daraus resultierende Lagervorrat an Uran in Höhe von ca. 204 000 t U, der nach Angaben von russischer Seite nahezu vollständig in der Russischen Föderation gelagert wird – ist insbesondere bezüglich seiner Zusammensetzung (Erzhalden, Natururan, leichtangereichertes Uran etc.) westlichen Experten zur Zeit noch unbekannt. Immerhin entspricht dieser Vorrat rein rechnerisch dem 4fachen jährlichen Gesamtbedarf der westlichen Welt (Jahresbedarf ca. 50 000 t U) und dem 3,6fachen jährlichen Gesamtbedarf der westlichen und der östlichen Welt (Jahresbedarf ca. 57 000 t U).

Mit der »Auflösung« des ehemaligen Ostblocks und der zeitgleichen Ost-West-Entspannung sowie den parallel laufenden Abrüstungsvereinbarungen zwischen den USA und der Russischen Föderation kündigte die ehemalige Sowjetunion ihre Lieferabkommen mit den Ostblockstaaten mit Wirkung vom 1. Januar 1991. Damit sorgte die ehemalige Sowjetunion in der früheren DDR (Wismut), der Tschechoslowakei, Bulgarien und Ungarn für nicht vorhersehbare und dramatische Probleme in der Uranindustrie dieser Länder, welche die generell chaotische wirtschaftliche Situation in diesen Ländern in den Jahren des Umbruchs noch überlagerte.

Der Produktionsstatus für 1991 geht aus Tabelle 5.8 hervor, wobei zu erwähnen ist, daß sich die ostdeutsche Wismut, Bulgarien und Ungarn aus wirtschaftlichen Gründen zu einer Einstellung der Uranproduktion entschlossen haben, während die Tschechische Republik und Rumänien ihre relativ kostenungünstige Produktion lediglich in Höhe des heimischen Bedarfs aufrechthalten wollen.

Tabelle 5.12: Uranvorrat der früheren UdSSR in Rußland (geschätzt)

Schätzungen	t Uran	t Uran
Kumulative Produktion der UdSSR bis 1990		294 400
Importe aus Osteuropa bis 1990		
— Bulgarien	21 100	
— CSFR	98 900	
— Frühere DDR	216 400	
— Ungarn	15 800	
— Rumänien	16,600	
— Osteuropa gesamt	368 800	368 800
Gesamter Vorrat		663 200
Militärische Nutzung		
— für Pu-Produktion (ca. 125 t Pu)	130 000	
— für HEU Produktion (ca. 1 250 t HEU)	229 000	
Militärische Nutzung gesamt	359 000	359 000
Zivile Nutzung für Elektrizitätserzeugung		100 000
Verbrauch gesamt		459 000
Geschätzter Uranvorrat (militärisch und zivil)		204 200

Uranvorräte in Rußland

Für das Geschehen auf dem Uranmarkt ist von besonderer Relevanz, daß Uran in der dramatischen Wirtschaftskrise der ehemaligen Ostblockstaaten eines der wenigen Güter darstellt, die diese Staaten im Westen vermarkten und damit in dringend benötigte harte Devisen eintauschen können. Ferner kommt hinzu, daß sich die aktuelle Uranproduktion der GUS-Staaten in infrastrukturell einseitig auf Uran ausgelegten Gebieten befindet, in denen Zehntausende von der Uranindustrie direkt abhängig sind.

Die ehemalige Sowjetunion startete ab 1991 eine für den Uranmarkt einmalige Exportoffensive. Dabei arbeitete sie intensiv mit westlichen Handelsgesellschaften zusammen, da man mit den westlichen Marktverhältnissen und Usancen verständlicherweise nicht ausreichend vertraut war. Die westlichen Handelsgesellschaften nutzten das umfangreiche Lieferpotential der ehemaligen Sowjetunion zusätzlich dazu aus, um in Erwartung negativer Preistrends aus Leerverkäufen (Short Sales) zusätzlichen Gewinn zu erwirtschaften.

Uranmarkt

Die Charakteristika des Uranmarktes wandelten sich unter dem Druck der neuen Verhältnisse zunehmend zu denjenigen eines sog. Commodity Market – allerdings besteht für Uran nach wie vor keine internationale Börse, geschweige denn ein organisierter Terminmarkt (Futures Market), da sich einzelne Bedingungen u.a. wegen Verwendungsauflagen und Sicherheitskontrollen sowie staatlicher Beeinflussung des Uranhandels noch nicht hinreichend genug standardisieren lassen.

Während traditionell 5–10 % des Uranbedarfs auf dem Spotmarkt, d.h. dem Markt für kurzfristige Verträge und Lieferungen, gedeckt wurden – und 90–95 % unter langfristigen Verträgen zwischen Produzenten und

Verbrauchern kontrahiert wurden, nahm das Volumen des Spotmarktes auf 20–30 % zu. Erwähnenswert ist ferner, daß es aufgrund der negativen Erfahrungen der EVU, deren Preiserwartungen sich unter langfristigen Verträgen in der Regel nicht realisiert hatten, auch unter langfristigen Verträgen zu einer zunehmenden Koppelung der Vertragspreise an die Spotmarktpreise kam – ein weiteres typisches Zeichen für sog. Commodity Markets.

Commodity Markt

5.2.2.6 Aktuelle Marktsituation und Ausblick

Aufgrund der geschilderten Entwicklungen geht die Mehrzahl der westlichen EVU zum Berichtszeitpunkt davon aus, daß die Neuorientierung des Uranmarktes aufgrund des nunmehr erforderlichen Einbezugs der östlichen Versorgungsquellen eine mehr als gesicherte und nachhaltig preisgünstige Uranversorgung gewährleistet. Zu diesem Urteil trägt ferner bei, daß es ab der zweiten Hälfte der 90er Jahre zu einer Konversion militärischer Bestände an hochangereichertem Uran (HEU) in leichtangereichertes Uran (LEU) kommen dürfte, wie es für den Einsatz in zivilen Reaktoren erforderlich ist. Dabei wird als zusätzliches Argument vor allem angeführt, daß der Westen unter Gesichtspunkten der Nichtverbreitung von Kernwaffen sicherstellen müsse, daß das sowjetische HEU in den Westen verbracht werde.

Waffenuran/ Abrüstung

Diese auf den ersten Blick einleuchtende Einschätzung der zukünftigen Entwicklungen auf dem Uranmarkt wird jedoch zum Berichtszeitpunkt durch eine Reihe von Unsicherheitsfaktoren relativiert:

1. Die extreme Exportoffensive der GUS-Staaten in Kooperation mit westlichen Handelsgesellschaften führte in 1991 zu sowjetischen Importen in die USA, deren Höhe ca. 4600 t U oder knapp 30 % des jährlichen Gesamtbedarfs der USA entsprach. In der Euratom-Gemeinschaft gelang es den GUS-Staaten sehr schnell, ca. 23 % des Nettobedarfs der Gemeinschaft für die Jahre 1991 und 1992 (mit etwas geringfügigeren Quoten in den Folgejahren) abzudecken.

   Der parallele Rückgang der Spotmarktpreise auf unter 8 \$/lb U_3O_8 sorgte zugleich für ein starkes Zurückdrängen US-amerikanischer, kanadischer, australischer und afrikanischer Produzenten auf den westlichen Märkten. Diese klassischen Lieferanten der westlichen Welt konnten aufgrund der marktwirtschaftlichen Ausrichtung ihrer Geschäftstätigkeiten sowie der im Vergleich zu den GUS-Staaten wesentlich höheren Kosten für den Umweltschutz mit der Konkurrenz aus den GUS-Staaten einfach nicht mehr mithalten.

2. Diese Wirkungen führten im Laufe des Jahres 1991 zu privaten und staatlichen Gegenmaßnahmen: Eine Zweckvereinigung US-amerikanischer Produzenten sowie der zuständigen Gewerkschaft gingen gegen die Exportpolitik der GUS-Staaten durch die Einleitung eines Antidumpingverfahrens im Dezember 1991 vor. Die Euratom-Versorgungsagentur, deren übergeordnete Aufgabe die Sicherstellung der langfristigen und preisgünstigen Versorgung der EG mit Uran ist, leitete ebenfalls Maßnahmen gegen die uranexportierenden GUS-Staaten ein. Dabei ist es wesentlicher Gesichtspunkt der Versorgungsagentur, rechtzeitig der Gefahr entgegenzuwirken, daß die Versorgung der Europäischen Union auf lange Sicht nicht dadurch gefährdet wird, daß die agressive Preispolitik der GUS-Staaten über kurz oder lang

Restriktionsmaßnahmen

zum Ausscheiden der etablierten westlichen Uranproduzenten führt, wodurch es wiederum zu einer zu großen Abhängigkeit von den GUS-Staaten kommen könnte.

3. Der Informationsstand des Westens über die tatsächliche Uransituation in den GUS-Staaten verbessert sich zwar laufend, ist jedoch nach wie vor mit beträchtlichen Unsicherheiten behaftet. Erschwert wird die Einschätzung der Produktions- und Kostenverhältnisse in den GUS-Staaten insbesondere dadurch, daß die allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklungen in diesen Ländern auch unmittelbare Auswirkungen auf deren Uranindustrie haben. Während die Steuerung der sowjetischen Uranproduktion und deren Vermarktung früher zentral von Moskau erfolgte, sind diese Republiken nunmehr auch in der Uranpolitik von Moskau unabhängig. Der Umbruch der wirtschaftlichen Verhältnisse, die weitgehende Abschaffung des Rubels als generell verwandtes Zahlungsmittel und die aus der Stalin-Ära herrührende starke gegenseitige Abhängigkeit auf dem Wirtschaftssektor lassen es nicht ausgeschlossen erscheinen, daß die Uranproduktion in den GUS-Staaten nachhaltig nicht auf dem derzeitigen Niveau von ca. 10 000 t U/a betrieben werden kann. Insbesondere verändern sich die Kostenverhältnisse in den GUS-Staaten und deren Wirtschaftsaustausch untereinander in massiver Weise, da sich die dramatische Inflation der heimischen Währungen (insbesondere des Rubels) und die zunehmende Verwendung westlicher Zahlungsmittel oder der Abschluß von Barter-Geschäften auswirken.

Uranproduktion in den GUS-Staaten

   Nach derzeit bestmöglicher westlicher Einschätzung sind viele der Uranlagerstätten der GUS-Staaten nach westlichen Maßstäben nicht abbauwürdig, was bei dem zunehmend erforderlichen Übergang zu marktwirtschaftlichen Verhältnissen in den GUS-Staaten negative Auswirkungen auf die Produktion haben müßte. Insbesondere verfügen die GUS-Staaten nicht über solche hochgradigen, kostengünstigen Lagerstätten wie die kanadische Provinz Saskatchewan und das Northern Territory in Australien. Einige in situ-Lagerstätten der GUS-Staaten dürften allerdings auch nach westlichen Kriterien nachhaltige Überlebenschancen auf dem Weltmarkt haben. Die derzeitige Angebots- und Nachfragestruktur auf dem Uranmarkt ist durch ein starkes Auseinanderfallen zwischen Produzenten- und Verbraucherländern gekennzeichnet. Sollten die GUS-Staaten als nachhaltige Lieferanten (aus laufender Produktion oder Lagerbeständen, wobei letztere zumindest bisher für den heimischen Bedarf vorgehalten werden) auf dem Weltmarkt verbleiben, würde sich diese Struktur um ein weiteres wesentliches Produzentenland erweitern. Dies läge sicherlich im Interesse der importabhängigen Staaten, zu denen neben Europa und Japan nunmehr insbesondere die USA zählen. Denkbar ist auch eine langfristige Lieferantenrolle des DOE oder einer privaten Nachfolgegesellschaft mit Hilfe von aus sowjetischem HEU gespeisten Lieferungen von LEU.

Wegen der aus Gründen der Versorgungssicherheit von den EVU weltweit angestrebten Diversifikationen der Versorgungsquellen spricht viel dafür, daß sich die Verbraucher von keinem einzelnen Lieferland überproportional abhängig machen dürften. Es ist deshalb damit zu rechnen, daß die klassischen Lieferländer Kanada und Australien auch in Zukunft eine bedeutsame Versorgungsquelle für die Kernkraftwerke der westlichen Welt haben werden.

5.3 Die Urananreicherung

Bearbeitet von Manfred Krey und Hans Mohrhauer

Uranananreicherung

Die heute weltweit zur Energieerzeugung eingesetzten Leichtwasserreaktoren benötigen als Brennstoff angereichertes Uran. Die Urananreicherung ist somit ein unverzichtbarer Bestandteil des Brennstoffkreislaufes.

Die zu Beginn der Entwicklung der Kernenergie verfolgten Reaktorbaulinien, in denen Uran mit natürlicher Isotopenzusammensetzung als Brennstoff eingesetzt wird, haben sich nicht durchgesetzt. Die Linie der Magnox-Reaktoren wurde zunächst in Großbritannien und dann auch in Frankreich aufgegeben. Auch die schwerwassermoderierten Reaktoren spielen außer in Kanada (Candu-Reaktoren) nur eine geringe Rolle.

5.3.1 Grundbegriffe

Natururan

Das in der Natur gefundene Uran enthält das zur Energieerzeugung in Reaktoren nutzbare Uranisotop U-235 nur zu 0,711 Gewichts-%, der Rest besteht fast vollständig aus dem schwereren Isotop U-238. Die Anreicherung beruht auf einer teilweisen Trennung dieser Isotope.

Trennfaktor

Ein Trennelement, in Abbildung 5.7 schematisch dargestellt, zerlegt den *Feed*-Strom F mit der Konzentration X_F in zwei Teilströme: den an U-235 angereicherten *Product*-Strom P mit der Konzentration X_P und den abgereicherten *Tails*-Strom T mit der Konzentration X_T. Die Konzentration X ist der Anteil des Uranisotops 235 am Isotopengemisch aus U-235 und U-238, ausgedrückt in Gewichts-%. Das Trennvermögen eines Trennelementes wird durch den Trennfaktor und die Trennleistung gekennzeichnet. Der Trennfaktor beschreibt die in einem Trennelement erreichte Konzentrationsverschiebung.

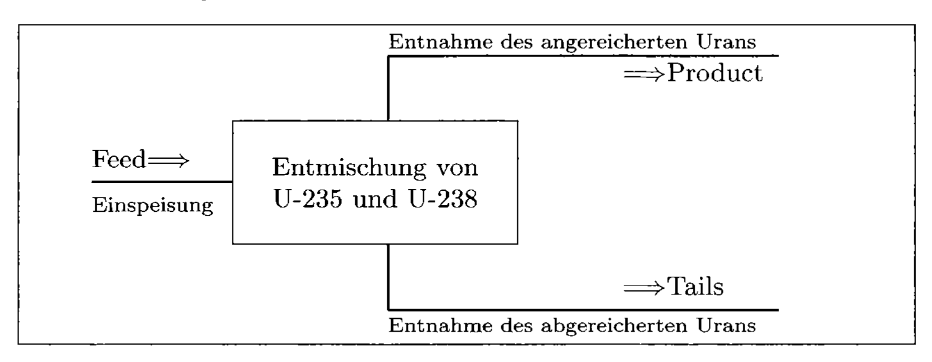


Abbildung 5.7: Schema eines Trennelementes.

Bei allen bisher eingesetzten Verfahren ist der Trennfaktor eines einzelnen Trennelementes (z.B. einer Diffusionsstufe oder einer Zentrifuge) relativ gering. Um die für Leichtwasserreaktoren erforderliche Anreicherung von 2 bis 4 % U-235 zu erreichen, muß daher der Trennvorgang durch

Tabelle 5.13: Natururan- und Trennarbeitsbedarf zur Herstellung von 1 kg angereichertem Uran für einige ausgewählte Anreicherungsgrade (Tails-Assay: 0,2 Gewichts-% U-235)

Anreicherung in Gewichts-%	kg Natururan je kg *Product* (Feed Component)	kg Trennarbeit-Einheiten je kg *Product* (Separative Work Unit)
0,711	1,000	0,000
1,00	1,566	0,380
2,0	3,523	2,194
2,5	4,501	3,229
3,0	5,479	4,306
3,5	6,458	5,414
4,0	7,436	6,544
10,0	19,178	20,863
20,0	38,748	45,747
90,0	175,734	227,341

Natururanbedarf
Trennarbeitsbedarf

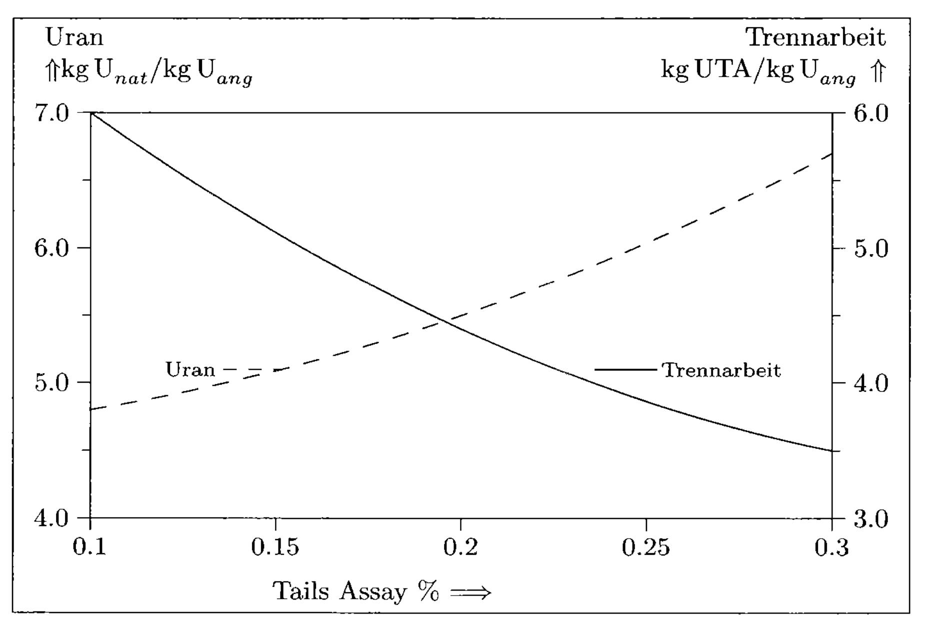


Abbildung 5.8: Einfluß des *Tails-Assay* auf Trennarbeit und Uranbedarf für *Product* von 1kg U_{ang} mit 3 % U-235.

Tails-Assay Einfluß

Zusammenschalten von einzelnen Trennelementen zu *Kaskaden* mehr oder weniger oft wiederholt werden.

Kaskaden

Die Trennleistung eines Trennelementes ist direkt proportional zum durchgesetzten Uranstrom und eine Funktion der erzeugten Konzentrations-

änderungen. Die *Trennarbeit*, die mit einem Trennelement während eines bestimmten Zeitraumes erzeugt wird, hat die Dimension einer Masse[17]. Man bezeichnet ihre Einheit mit kg UTA, wobei der Zusatz UTA (Urantrennarbeit) zur Unterscheidung von wirklichen Massen im deutschsprachigen Raum üblich geworden ist. In Anlehnung an die englische Bezeichnung SWU (*Separative Work Unit*) und die französische Bezeichnung UTS (*Unité de Travail de Separation*) wird auch die deutsche Bezeichnung TAE (*Trennarbeitseinheit*) benutzt. Dabei gilt:

$$1\text{kg UTA} = 1\text{TAE} = 1\text{SWU} = 1\text{UTS}. \tag{5.4}$$

Trennarbeit

In Abbildung 5.8 ist die erforderliche Trennarbeit zur Herstellung von 1 kg auf 3 % U-235 angereichertem Uran und die hierzu erforderliche Menge Natururan in Abhängigkeit vom Restgehalt an U-235 im abgereicherten Uran, dem sog. *Tails-Assay*, dargestellt (vergleiche dazu Tabelle 5.13).

Tails-Assay

In Abhängigkeit vom gewählten Tails-Assay steigen oder fallen die erforderliche Trennarbeit sowie die entsprechende Menge Natururan beträchtlich. Bei einem Tails-Assay von 0,2 % U-235 sind für die Herstellung von einem Kilogramm auf 3 % U-235 angereichertem Uran 5,479 kg Natururan und 4,306 kg Urantrennarbeit erforderlich. Bei einer Anhebung des Tails-Assays auf 0,3 % U-235 nimmt der Natururanbedarf um rd. 20 % zu und die aufzuwendende Trennarbeit um rd. 20 % ab. Die Konzentration von U-235 im abgereicherten Uran, bei der in Abhängigkeit von Trennarbeits- und Natururankosten die Gesamtkosten für angereichertes Uran ein Minimum erreichen, wird als *optimales Tails-Assay* bezeichnet.

optimales Tails-Assay

5.3.2 Anreicherungsverfahren

Zur Anreicherung von Uran werden heute nur zwei Verfahren großtechnisch genutzt: das *Gasdiffusions-* und das *Zentrifugenverfahren*. Die Trennung erfolgt in der Gasphase. Genutzt wird der geringfügige Massenunterschied

[17] Für die Massenbilanz in einem Trennelement gilt: $F = P + T$. Mit der Isotopenbilanz ergibt sich die Menge angereicherten Urans P aus der eingespeisten Menge F:

$$P = \frac{X_F - X_T}{X_P - X_T} \times F. \tag{5.1}$$

Die Werterzeugung in einem Trennelement folgt aus der Bilanz:

$$S = P \times V(X_P) + T \times V(X_T) - F \times V(X_F). \tag{5.2}$$

Dabei bedeuten:

S:	Trennarbeit in kg UTA,
F, P, T:	Feed, Product und Tails, in kg,
X_F, X_P, X_T:	Konzentration des U-235 in Feed, Product und Tails, in Gewichts-%,
$V(X)$:	Dimensionslose Wertfunktion nach der Formel:

$$V(X) = \frac{2X - 100}{100} \times \ln \frac{X}{100 - X}. \tag{5.3}$$

der beiden Isotope 238 und 235. Als Verfahrensgas wird Uranhexafluorid (UF_6) eingesetzt. Aus den Molekulargewichten (Atomgewichte der beiden Uranisotope 235 und 238 und des Fluor-19) erechnet sich der prozentuale Massenunterschied zu

$$\frac{M2 - M1}{M2} = \frac{352 - 349}{238 + 6 \times 19} = 0,85\,\%. \tag{5.5}$$

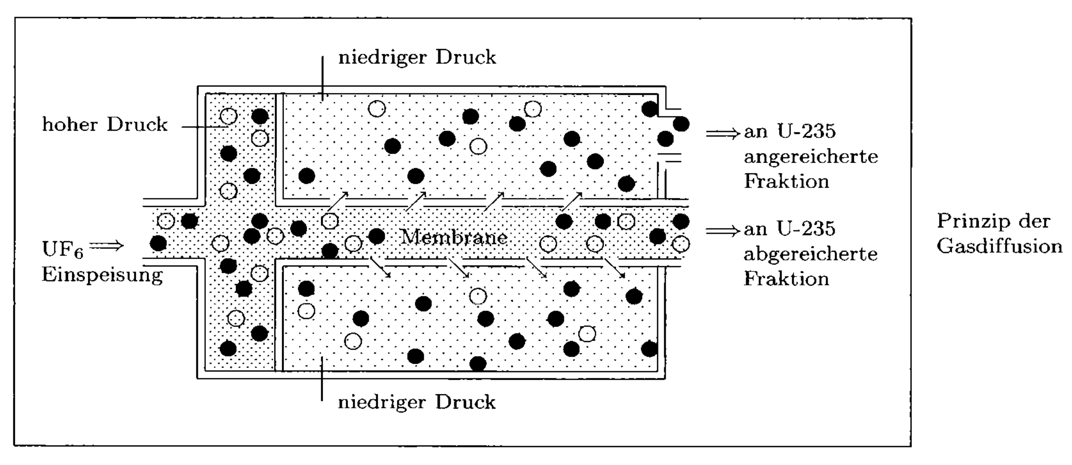
Mit besonderem Interesse werden die Arbeiten zur Entwicklung des *Laserverfahrens* beobachtet. Sollten die noch offenen Probleme erfolgreich gelöst werden, könnte das Laserverfahren das dritte Anreicherungsverfahren werden, das industriell zum Einsatz kommt. Die drei genannten Verfahren werden in den nachstehenden Abschnitten etwas genauer beschrieben.

5.3.2.1 Die Gasdiffusion

Gasdiffusion

Die großen Urananreicherungsanlagen in den Vereinigten Staaten und in Frankreich arbeiten nach dem Verfahren der Gasdiffusion. *Uranhexafluorid* (UF_6) wird aus den Konversionsanlagen in Stahlbehältern als fester Stoff angeliefert. Durch Erwärmen wird das UF_6 gasförmig aus den Behältern ausgetrieben. Dieses Gas wird von Kompressoren durch poröse *Membranen* gedrückt, wie die Abbildung 5.9 und 5.10 zeigen.

Uranhexafluorid



Prinzip der Gasdiffusion

Abbildung 5.9: Prinzip des Gasdiffusionsverfahrens.

Da das leichtere Isotop U-235 etwas schneller durch die Membranen diffundiert, erhöht sich der Anteil dieses Isotops nach jedem Durchgang geringfügig. Der Trennfaktor einer Stufe, d.i. die Konzentration des Urans 235 nach Durchgang durch die Membran im Verhältnis zu der Konzentration im abgereicherten Uran, das an der Membran vorbeigeströmt ist, kann den

Gasdiffusionsstufen

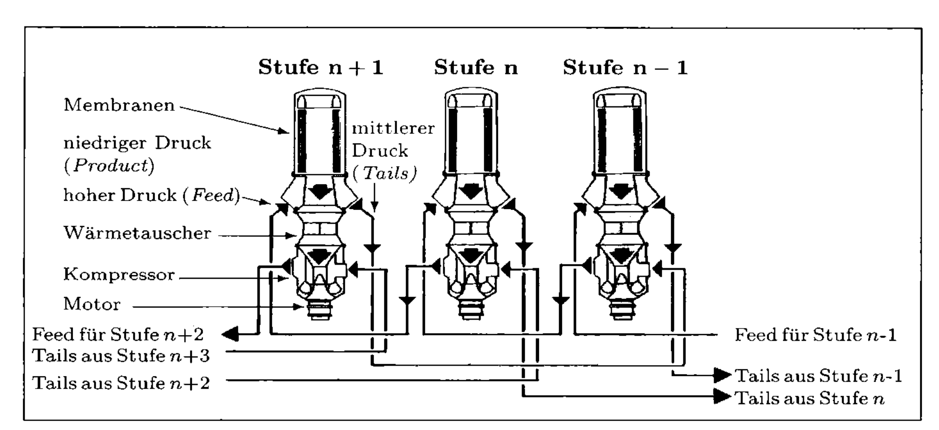


Abbildung 5.10: Verschaltung von Gasdiffusionsstufen (Eurodif).

Wert 1,0043 erreichen[18]. Es müssen ca. 1 200 Trennstufen hintereinander geschaltet werden, um die für Leichtwasserreaktoren geeigneten Konzentrationen bei einer wirtschaftlichen Abreicherung herstellen zu können. Eine Diffusionsanlage besteht im Prinzip aus einer einzigen großen Kaskade mit sehr großem Durchsatz.

Energiebedarf des Diffusionsverfahrens

Der *Energiebedarf* des Diffusionsverfahrens ist mit 2 300 bis 2 500 kWh/kg UTA (Zentrifuge: 50–150 kWh/kg UTA) dadurch bedingt sehr hoch, daß nach jeder Stufe das Gas erneut verdichtet werden muß. Die dabei aufgewendete Energie wird fast vollständig durch Wärmetauscher an die Umwelt abgeführt. Die wirtschaftliche Anlagengröße liegt bei 6 000–12 000 t UTA/a.

5.3.2.2 Die Gaszentrifuge

Zentrifugenverfahren

Beim *Zentrifugenverfahren* wird gasförmiges Uranhexafluorid in das Innere eines im Vakuum mit sehr hoher Geschwindigkeit rotierenden, reibungsarm gelagerten Zylinders geleitet. In diesem wird das Gasgemisch mitgerissen und rotiert annähernd mit der Geschwindigkeit des Zylinders. Die auftretenden Zentrifugalkräfte bewirken eine teilweise Entmischung der verschieden schweren Uranisotope in radialer Richtung. Der Entmischung ist eine thermische *Konvektionsbewegung* in vertikaler Richtung überlagert, die zu einer Verstärkung des Trenneffekts führt. Der größte Konzentrationsunterschied stellt sich zwischen dem oberen und dem unteren Ende des Zentrifugenrotors ein. An diesen beiden Enden wird daher auch der an U-235 an- bzw. abgereicherte Gasstrom entnommen, und zwar jeweils in der Nähe der Rotorwand, wo der Druck am höchsten ist. Eingespeist wird das Gas im Zentrum der Zentrifuge, in der ein geringer Druck herrscht (vergleiche Abbildung 5.11).

[18] Der theoretisch bei der Diffusion unter vereinfachten Annahmen berechnete Trennfaktor ist

$$\sqrt{\frac{M2}{M1}} = 1,00429. \qquad (5.6)$$

Darin sind $M1$ und $M2$ die Molekulargewichte von $^{235}UF_6$ und $^{238}UF_6$.

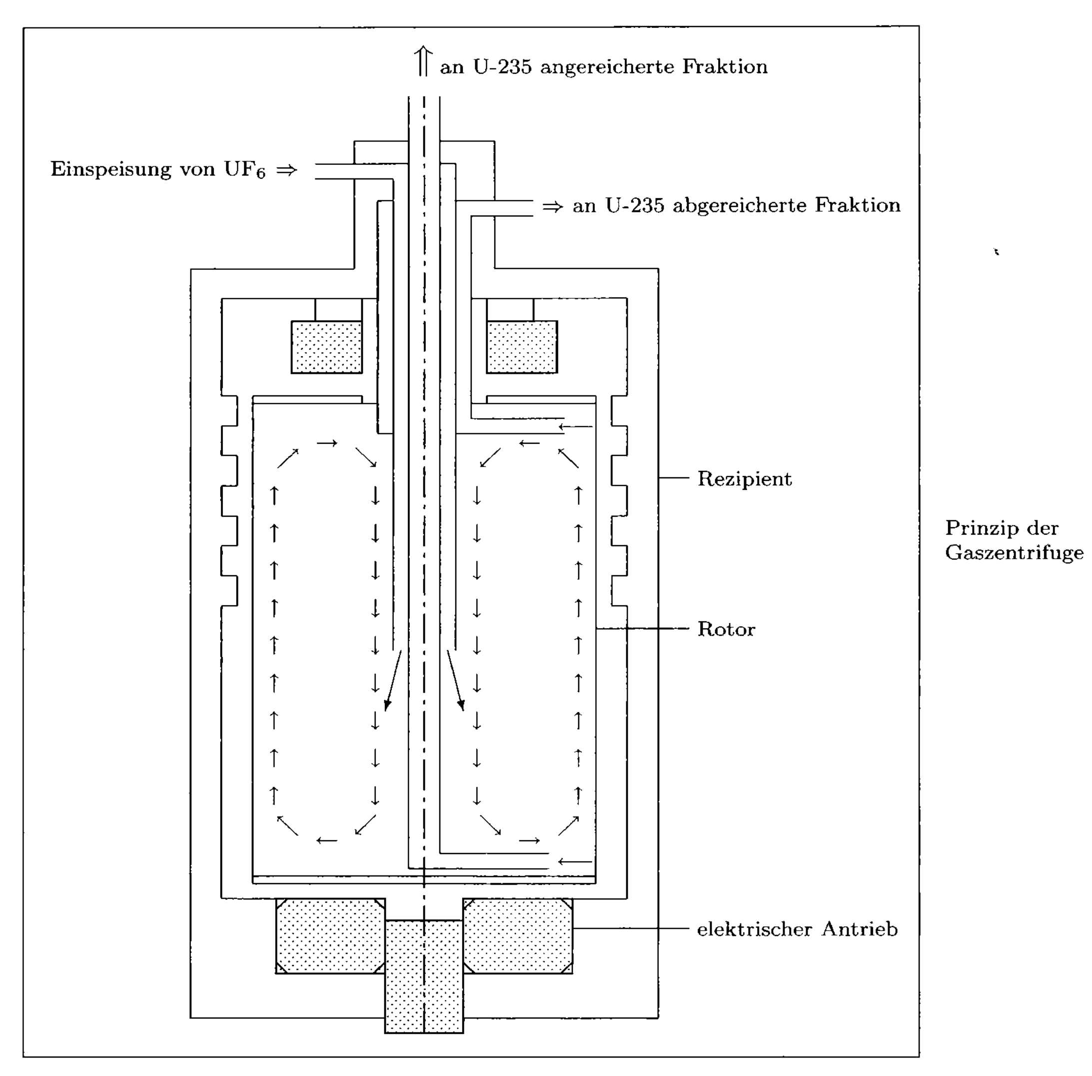


Abbildung 5.11: Prinzipieller Aufbau einer Gaszentrifuge.

Prinzip der Gaszentrifuge

Dieses Druckgefälle ist so groß, daß das Gas in einer Kaskade ohne zusätzliche Verdichtung von Zentrifuge zu Zentrifuge strömt. Das Zentrifugenverfahren benötigt daher keine Kompressoren. Der *Energiebedarf* liegt deshalb und wegen der fast reibungsfreien Lagerung der Rotoren heute nur noch bei etwa 1/50 des Wertes für das Diffusionsverfahren.

Der mit einer einzelnen Zentrifuge erreichbare Anreicherungseffekt ist bedeutend größer als der einer Diffusionsstufe, daher brauchen nur noch weniger als zehn Zentrifugenstufen hintereinander geschaltet zu werden, um Natururan (0,7 %) zu Reaktoruran (etwa 3 %) anzureichern und gleichzeitig eine wirtschaftliche Abreicherung zu erzielen. Im Vergleich zu einer Diffusionsstufe ist der Durchsatz einer einzelnen Zentrifuge aber gering. In einer

Urananreicherungs-anlage Gronau

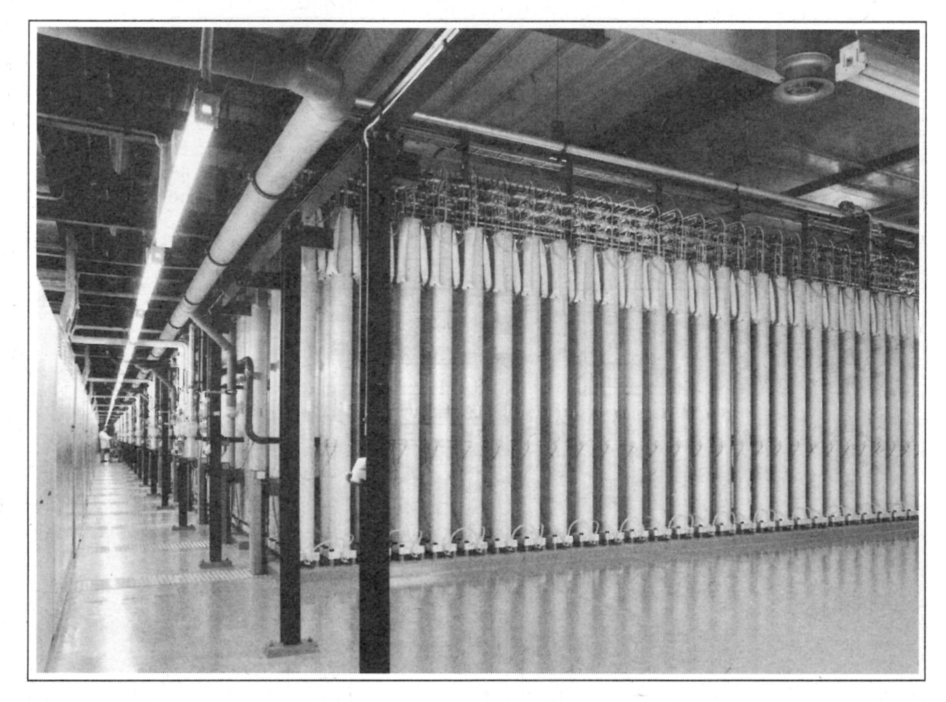


Abbildung 5.12: Zentrifugen in der Urananreicherungsanlage Gronau.

Stufe müssen daher Zentrifugen in großer Zahl parallel geschaltet werden (vergleiche Abbildung 5.12).

Da Trennanlagen aus kleineren Einheiten modulartig aufgebaut werden können, sind Gaszentrifugen hinsichtlich Bauzeit und Anlagengröße in hohem Maße flexibel. Bereits Anlagen mit einer Kapazität von weniger als 1 000 t UTA/a können wirtschaftlich betrieben werden. In einer solchen Anlage laufen mehrere tausend Zentrifugen.

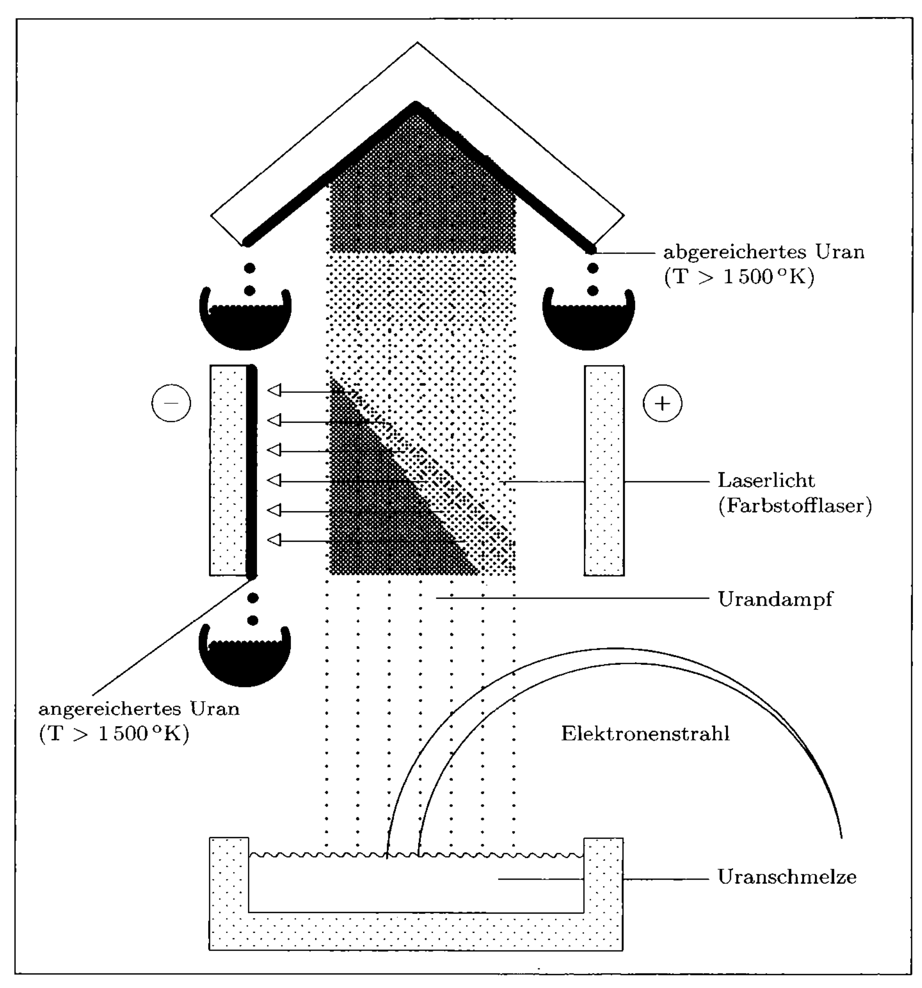
Urenco

Dieses Verfahren wurde von der Urenco-Gruppe (siehe Kapitel 5.3.4.2) zur industriellen Reife gebracht. Wie Ende der 80er Jahre bekannt wurde, hat auch die Sowjetunion seit den 50er Jahren zunehmend Zentrifugen für die Urananreicherung eingesetzt. Auch in Japan wird eine industrielle Anlage mit Zentrifugen gebaut.

5.3.2.3 Laserverfahren

Laserverfahren

Beim Laserverfahren werden zur Isotopentrennung die geringfügigen Unterschiede der Absorptionsspektren verschiedener Isotope desselben chemischen Elementes oder von Molekülen mit verschiedenen Isotopen genutzt. Schmalbandige Lichtquellen, die heute in Form von Lasern zur Verfügung stehen, ermöglichen es prinzipiell, Atome und Moleküle isotopenselektiv anzuregen. Zur Isotopentrennung wird dann das Atom oder Molekül ionisiert bzw. dissoziiert – beispielsweise durch weitere Einstrahlung von Laserlicht. Auf diese Weise wird es möglich, die Isotope durch physikalische oder chemische Verfahren voneinander zu trennen.



atomares Laserverfahren

Abbildung 5.13: Prinzip des atomaren Laserverfahrens.

Es werden zwei Entwicklungslinien verfolgt, eine atomare und eine molekulare. Bei der *atomaren* Linie (Abbildung 5.13) wird Uranmetall verdampft, der Urandampf in einen Reaktionsraum geleitet und dort mittels eines Lasers selektiv angeregt. Der Anregung der Elektronenniveaus – z.B. durch einen Farbstofflaser – folgt das zusätzliche Einstrahlen von Licht geeigneter Wellenlänge, um die angeregten Atome zu ionisieren. Die isotopenspezifisch gebildeten Ionen werden dann – z.B. durch ein elektrisches Feld – aus dem Atomstrahl abgelenkt und kondensieren an gekühlten Wänden.

atomares Verfahren

Ausgangssubstanz der *molekularen* Linie ist Uranhexafluorid. Die relative Isotopieverschiebung einzelner Absorptionslinien ist bei Molekülen zwar sehr viel größer als bei Atomen, nachteilig ist jedoch die wesentlich kompliziertere Struktur der Molekülspektren. Die Spektren können aber durch Abkühlung vereinfacht werden. Erst bei Temperaturen unter 100 °Kelvin

molekulares Verfahren

molekulares Laserverfahren

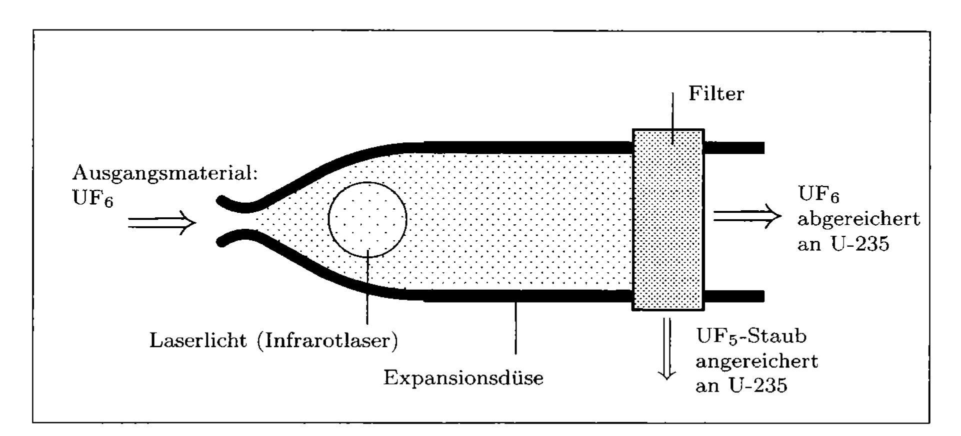


Abbildung 5.14: Prinzip des molekularen Laserverfahrens.

(weniger als −173 °C) ist es möglich, Uranhexafluorid (UF_6) mit hoher Selektivität anzuregen. Solch niedrige Temperaturen können durch adiabatische Expansion des Verfahrensgases unter Zugabe von Trägergasen erreicht werden (Abbildung 5.14). Das abgekühlte UF_6 kann anschließend durch spezielle Infrarot-Laser selektiv angeregt werden. Die selektiv angeregten Moleküle werden durch weitere Einstrahlung von Laserlicht im Infraroten dissoziiert; d.h. UF_6 wird in UF_5 umgewandelt, das wegen seines geringen Dampfdrucks zu Staub kondensiert. Dieser Staub wird mit Filtern vom Gasstrom getrennt.

Diese Trennverfahren – sowohl nach der atomaren als auch nach der molekularen Linie – haben sich als prinzipiell durchführbar erwiesen. In den USA und Frankreich konzentriert man sich seit einigen Jahren auf das atomare Verfahren, weil seinerzeit bei Versuchen mit dem molekularen Verfahren nur relativ niedrige Trennfaktoren erreicht worden sind. Dies führte zu der Ansicht, daß mit dem molekularen Verfahren eine Anreicherung von Reaktorbrennstoff in einem Schritt – d.h. ohne aufwendige Kaskadierung – nicht möglich ist. In den USA wurde bereits 1982 aufgrund der am Lawrence Livermore Laboratory durchgeführten Arbeiten das atomare Verfahren als das für eine weitere ingenieurmäßige Entwicklung aussichtsreichste Verfahren ausgewählt.

In Deutschland, Japan und Südafrika wurde jedoch an dem molekularen Verfahren weitergearbeitet. Inzwischen konnte experimentell nachgewiesen werden, daß auch mit dem molekularen Verfahren Trennfaktoren von mehr als 15 erreicht werden können.

Da Laserverfahren mit hohem Trennfaktor (d.h. ohne Kaskadierung) und relativ hohem Durchsatz arbeiten, sind hohe Trennleistungen in kompakten Einheiten zu erwarten. Dies kann zu einer erheblichen Reduzierung der Kapitalkosten führen. Der *Energieverbrauch* des Laserverfahrens sollte vergleichbar mit dem der Zentrifuge sein. Noch ist jedoch nicht der Nachweis erbracht, daß Urananreicherung in Laseranlagen wirtschaftlich machbar ist. Da Laserlicht eine der kostspieligsten Energieformen ist, muß es sehr ef-

fizient genutzt werden. Die notwendigen Energiedichten erfordern gepulste Laser mit hoher Repetitionsrate. Ausreichende Standzeiten der hochbeanspruchten optischen und elektrischen Systeme müssen erreicht werden, um die Instandhaltungskosten hinreichend niedrig halten zu können. Auch die Verfahrenstechnik, insbesondere der Umgang mit flüssigem und gasförmigem Uran, bedarf noch erheblichen Entwicklungsaufwandes. Erst wenn die Lösung dieser Probleme durch die Betriebserfahrung in einer Demonstrationsanlage nachgewiesen ist, wird sich zeigen, ob die Isotopentrennung mit Lasern die in sie gesetzten hohen Erwartungen erfüllen kann. Soweit erkennbar, werden industrielle Anreicherungsanlagen mit Lasern erst nach dem Jahr 2000 möglich sein.

Zur Zeit wird nur noch in den USA, Frankreich, Japan und Südafrika an der Entwicklung von Laserverfahren gearbeitet. Die Arbeiten in Deutschland und in Großbritannien, die von der Urenco-Gruppe durchgeführt wurden, sind 1992/93 eingestellt worden. Urenco ist der Auffassung, daß die Laserverfahren sowohl im Vergleich mit dem bereits erreichten Stand der Zentrifugentechnik als auch unter Berücksichtigung des noch vorhandenen Entwicklungspotentials der Zentrifuge keine entscheidenden Vorteile bringen werden.

5.3.2.4 Vergleich der Verfahren

Anfang der 70er Jahre, als die Entscheidung über den Bau von Anreicherungsanlagen in Europa anstand, wurden Kostenvergleiche zwischen dem Diffusions- und dem Zentrifugenverfahren vorgelegt. Sie sind inzwischen überholt. Tabelle 5.14 gibt einen Überblick über die wichtigsten technischen Daten für das Diffusions-, Zentrifugen- und Laserverfahren.

technische Kenndaten

Es wird heute nicht mehr bezweifelt, daß für neu zu errichtende Anlagen die Zentrifuge eindeutige Vorteile zeigt und daß das Diffusionsverfahren für Ersatzinvestitionen, die nach dem Jahr 2000 erforderlich werden, nicht mehr in Betracht kommt. Stattdessen stellt sich nun die Frage, wie lange noch die bestehenden abgeschriebenen Anlagen bei steigenden Energiepreisen zu wettbewerbsfähigen Preisen produzieren können. Für neue Anlagen gibt es jedenfalls aus heutiger Sicht nur zwei Alternativen: Zentrifuge und Laser. Doch nur die Zentrifuge ist heute schon als reale Alternative verfügbar.

Ein Vergleich der *technischen* Vor- und Nachteile des Zentrifugen- und Laserverfahrens kann daher nur spekulativ sein. In vielen Punkten scheinen Zentrifuge und Laser gleichauf zu liegen. Beide Verfahren erfüllen die zukünftigen Anforderungen des Brennstoffkreislaufes, wie z.B. niedriges Uraninventar. Das geringe Uraninventar erlaubt es, in den Anlagen im Wechsel Natururan und bei der Wiederaufarbeitung von bestrahlten Brennelementen zurückgewonnenes Uran anzureichern, ohne daß es zu einer Vermischung des angelieferten Feedmaterials kommt. In den Zentrifugenanlagen der Urenco ist rezykliertes Uran bereits im größeren Maßstab wiederangereichert und erfolgreich in den Brennstoffkreislauf zurückgeführt worden. Vom Laserverfahren wird erwartet, daß aufgrund der theoretisch

rezykliertes Uran

Tabelle 5.14: Technische Kenndaten für das Diffusions-, Zentrifugen- und Laserverfahren

Kenndaten verschiedener Anreicherungsverfahren

		Diffusion[a]	Zentrifuge[a]	Laser[b]
Trennfaktor		1,004	1,2–1,5	15–20[c]
Trennleistung eines Trennelements	kg UTA/a	2 270–13 050[d]	5–100	1 500 000
Spezifischer Energieverbrauch	kWh/kg UTA	2 300–2 500	100–150[e]	100–200[f]
Wirtschaftliche Anlagengröße	t UTA/a	6 000–12 000	500–1 000	3 000–9 000
Kapazitätsschritte für Erweiterung	t UTA/a	2 000–4 000	100[g]	1 500

[a] Auszug von Angaben, die 1978 im Rahmen von INFCE gemacht wurden (R. Gerstler, Bericht über Erhebungen und Befunde der INFCE, Arbeitsgruppe 2, atomwirtschaft, 3/1980, S. 148).
[b] DOE-Angaben Januar 1990.
[c] im Anlagenbetrieb für Reaktorbrennstoff.
[d] Eurodif-Anlage.
[e] Urenco heute: 50.
[f] Abschätzung aufgrund verschiedener Quellen.
[g] Urenco.

sehr hohen Selektivität bei der Wiederanreicherung von rezykliertem Uran die Mitanreicherung der während des Reaktorbetriebes erzeugten störenden Uranisotope, z.B. U-236, tendenziell vermieden werden kann. Es wird jedoch nicht möglich sein, die unerwünschten Uranisotope vollständig zu eliminieren.

Wirtschaftlichkeit

Ein *wirtschaftlicher* Vergleich der beiden bereits großtechnisch eingesetzten Verfahren, Diffusion und Zentrifuge, ist nur schwer möglich. Umfangreichere Kostenangaben liegen nur aus den USA vor, da das Department of Energy (DOE) (siehe Kapitel 5.3.4.1) als Regierungsbehörde zur Veröffentlichung der Kosten verpflichtet war und nach dem Atomic Energy Act aus dem Jahr 1964 mit der Anreicherung keinen Gewinn erwirtschaften, sondern nur kostendeckend arbeiten durfte. Die industriellen Anreicherer in Europa, Eurodif und Urenco, sind mit der Veröffentlichung von Preis- und Kostenangaben aus verständlichen Gründen wesentlich zurückhaltender. Darüber hinaus wird ein Kostenvergleich von Anlagen, die in verschiedenen Ländern errichtet worden sind, durch die veränderlichen Wechselkurse sowie die unterschiedlichen wirtschaftlichen Parameter (Inflationsraten, Strompreise etc.) beeinflußt.

wirtschaftliche Kenndaten

In Tabelle 5.15 wurde der Versuch gemacht, die wirtschaftlichen Kenndaten von Diffusions-, Zentrifugen- und Laserverfahren einander gegenüberzustellen. Bei der 1991 erstellten Abschätzung wurde davon ausgegangen, daß mit den drei Verfahren neue Anlagen mit den angegebenen Kapazitäten gebaut werden. Aufgrund der angeführten Schwierigkeiten kann diese Zusammenstellung nur ein qualitativer Vergleich sein. Bei den Investitionskosten für eine Diffusionsanlage mußte auf einen Wert zurückgegriffen werden,

Investitionskosten

Tabelle 5.15: Wirtschaftliche Kenndaten von Diffusions-, Zentrifugen- und Laseranlagen (Abschätzung von 1991)

		Diffusion	Zentrifuge	Laser atomar
Kapazität Referenzanlage	t UTA/a	10 000	1 000	3 000[a]
spezifischer Energieverbrauch	kWh/kg UTA	2 400	50	100–200
spezifische Investitionskosten	$ pro kg UTA/a	700[b]	500[c]	200[a]
zusätzlich erforderlicher F&E-Aufwand	Mio. $	—	—	1 000[a]
Kapitalkosten — Anlage	$/kg UTA	56	65	26
Kapitalkosten — F&E	$/kg UTA	—	—	27
Energiekosten	$/kg UTA	72	2	23[a]
Betriebs- und Wartungskosten	$/kg UTA	20	28	
Summe	$/kg UTA	148	95	76
Basis der Kostenschätzung:				
— Preisstand	Jahr	1989	1989	1989
— Auslastung	%	100	100	100
— Abschreibungszeit				
-Anlage	Jahre	20	10	10
-F&E	Jahre			20
— Zinssatz	% p.a.	5	5	5
— Strompreis	c$/kWh	3,0	3,0	3,0

[a] DOE-Angaben Januar 1990; Energiekosten sind nicht gesondert ausgewiesen.
[b] EURODIF-Angabe im Rahmen von INFCE (450 $/kg UTA in 1978, eskaliert mit 4 % p.a).
[c] Pressemitteilung Louisiana Energy Services Juni 1990 (Investitionskosten für eine 1 500 t-Anlage in den USA: 750 Mio. $).

wirtschaftliche Daten verschiedener Anreicherungsanlagen

der von Eurodif im Rahmen des im Zeitraum 1977–1980 durchgeführten internationalen Programms zur Bewertung des Brennstoffkreislaufs (INFCE) genannt worden ist. Darüber hinaus wurde für alle Verfahren der gleiche Strompreis angenommen, obwohl in Abhängigkeit vom Gesamtbedarf und Auslastung der Anlagen real sehr unterschiedliche Preise zu zahlen sein werden. So nehmen z.B. mit steigender Auslastung der Diffusionsanlagen des DOE die Energiekosten zu, da in diesem Fall Strom, der in Schwachlastzeiten günstig angeboten wird, nur in entsprechend geringerem Maße genutzt werden kann.

hohe Verfügbarkeit

Obwohl heute auch Zentrifugenanlagen mit hoher Verfügbarkeit bereits mehr als zehn Jahre laufen, wurde bei Zentrifuge und Laser von einer Abschreibungszeit von nur zehn Jahren ausgegangen. Die in der Tabelle für Diffusion und Zentrifuge angegebenen Werte beziehen sich auf heute verfügbare Technik. Die in der Vergangenheit für Diffusion und Zentrifuge aufgewendeten F&E-Mittel sind ebenso wie die bis 1989 bereits für den Laser in den USA ausgegebenen Gelder in Höhe von 830 Mio. $ bei dem Vergleich nicht berücksichtigt. Da das Laserverfahren jedoch noch nicht verfügbar ist, mußte der zukünftige Entwicklungsaufwand eingerechnet werden. Nach

DOE-Angaben aus dem Jahr 1990 ist beim Laserverfahren noch ein Entwicklungsaufwand von rd. 1,0 Mrd. $ erforderlich. In der Tabelle wurde dieser Aufwand auf 20 Jahre bzw. zwei zeitlich aufeinanderfolgende Laseranlagen mit jeweils 3 000 t UTA/a verteilt. Kosten der noch laufenden F&E-Programme zur Weiterentwicklung des Zentrifugenverfahrens sind einer weiteren Steigerung der Wirtschaftlichkeit zukünftiger Anlagen zuzurechnen.

Kosten des Laserverfahrens

Man erkennt, daß auf dieser Basis die zu erwartenden Kosten des Laserverfahrens nicht sehr viel unter den entsprechenden Werten für die Zentrifuge liegen. Die DOE-Angaben für die Betriebskosten des Laserverfahrens erscheinen allerdings im Vergleich zu denjenigen der über zehn Jahre wartungsfreien Zentrifuge außerordentlich niedrig angesetzt. Ferner ist zu berücksichtigen, daß beim atomaren Verfahren durch den Umweg über das Uranmetall Mehrkosten bei Konversion und Brennelementherstellung anfallen. Verläßliche Angaben über die Höhe dieser Mehrkosten liegen noch nicht vor. Es wurden jedoch bereits Werte von mehr als 10 $/kg UTA geschätzt. Die Entwicklung des Verfahrens erscheint nur dann vertretbar zu sein, wenn der Entwicklungsaufwand auf große Einheiten, z.B. eine Anlage mit 9 000 t UTA/a als Ersatz für eine Diffusionsanlage umgelegt werden kann. Dabei bleibt jedoch offen, ob die angestrebten Entwicklungsziele erreicht werden.

5.3.2.5 Sonstige Verfahren

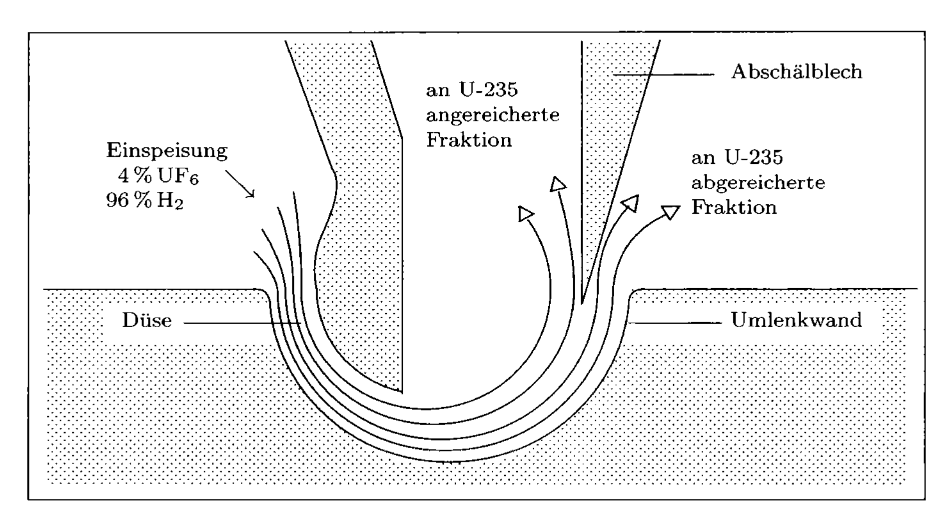
Es ist eine Vielzahl anderer Anreicherungsverfahren erdacht worden. Doch nur einige wenige sind ernsthaft untersucht worden. Dazu zählen zwei gasdynamische Verfahren, das in Deutschland entwickelte Trenndüsenverfahren und das in Südafrika eingesetzte sogenannte Helikon-Verfahren.

Trenndüsenverfahren

Beim *Trenndüsenverfahren*, das am Institut für Kernverfahrenstechnik des Kernforschungszentrums Karlsruhe (E. W. Becker) unter Beteiligung der STEAG entwickelt wurde, erfolgt die Entmischung der Uranisotope im Zentrifugalfeld einer durch Umlenkung an einer festen Wand erzeugten gekrümmten Strömung. Ein Gemisch von 4 % Uranhexafluorid und 96 % leichtem Trägergas (Wasserstoff oder Helium) expandiert durch eine Düse (vergleiche Abbildung 5.15). In der gekrümmten Strömung driftet das schwere Uranisotop 238 bevorzugt nach außen an die Wand, während die Konzentration des leichten U-235 und des beigemischten Zusatzgases zum Innenradius hin zunimmt. Mit Hilfe eines Abschälbleches wird am Ende der Umlenkung das teilweise entmischte Gas in Fraktionen mit unterschiedlicher Isotopenzusammensetzung aufgespalten.

Helikonverfahren

Das *Helikonverfahren* basiert auf dem Prinzip des Wirbelrohrs. Durch Ablenkung des tangential in ein Rohr eingeleiteten Gasgemisches an der Rohrinnenwand wird eine Entmischung der Isotope erreicht. Aufgrund der nach jedem Trennschritt erforderlichen Verdichtung sind beide Verfahren mit einem sehr hohen Energiebedarf belastet. Sie konnten deshalb auch keine industrielle Bedeutung erlangen.



Prinzip der Trenndüse

Abbildung 5.15: Prinzip des Trenndüsenverfahrens.

Chemische Verfahren wurden insbesondere in Frankreich und Japan untersucht. Sie bauen darauf auf, daß aufgrund isotopenspezifischer Unterschiede der Elektronenhülle verschiedene Isotope eines Elements in bestimmten Reaktionssystemen eine unterschiedlich starke Tendenz haben, mit anderen Reaktionspartnern eine Verbindung einzugehen. Es wird jedoch nicht mehr damit gerechnet, daß chemische Verfahren für die industrielle Urananreicherung eingesetzt werden.

chemische Verfahren

5.3.3 Der Bedarf an Trennarbeit

Die Tabelle 5.16 zeigt für die verschiedenen Reaktortypen den Bedarf an Trennarbeit. Angegeben ist der Bedarf für den Erstkern und den laufenden Betrieb bei einer Auslastung von 70 %.

Bedarf an Trennarbeit

Der bei den gegenwärtigen Kernenergieprogrammen in der westlichen Welt bis zum Jahr 2000 erwartete Bedarf ist in der Tabelle 5.17 zusammengestellt.

5.3.4 Anreicherungs-Anlagen und Projekte

5.3.4.1 Die US-amerikanischen Anlagen

Nachdem in der Vergangenheit die Urananreicherung von verschiedenen Behörden der Regierung – zuletzt vom Department of Energy (DOE) – betrieben worden ist, wurden die Anreicherungsaktivitäten 1993 auf eine neu gegründete regierungseigene Gesellschaft, die US Enrichment Corporation (USEC) übertragen. Es ist vorgesehen, diese Gesellschaft zu einem späteren Zeitpunkt zu privatisieren. Eigentümer der Anlagen ist weiterhin DOE. USEC hat im Rahmen eines Leasingvertrages Betrieb und Nutzung übernommen.

Trennarbeitsbedarf verschiedener Reaktortypen

Tabelle 5.16: Trennarbeitsbedarf verschiedener Reaktortypen

	Erstkern kg UTA/MWe	Jährlicher Bedarf bei 70 % Auslastung[a] kg UTA/MWe×a
Siedewasserreaktor BWR	261	85
Druckwasserreaktor PWR	172	94
Druckwasserreaktor PWR um 15% verbessert	181	93
CANDU-HWR, Natururan	—	—
Fortgeschrittene gasgekühlte Reaktoren AGR	218	85

[a] bezogen auf eine Abreicherung auf 0,25 % U-235.
Quelle: OECD/NEA: *Nuclear Energy and its Fuel Cycle*, Paris 1987.

Gasdiffusionsanlagen

Die drei großen in den Vereinigten Staaten errichteten Gasdiffusionsanlagen in Oak Ridge/Tennessee (gebaut 1945 bis 1954), Paducah/Kentucky (gebaut 1953/54) und Portsmouth/Ohio (gebaut 1955/56) waren lange Zeit die mit Abstand wichtigsten Anlagen, die zur Versorgung der westlichen Welt mit angereichertem Uran zur Verfügung standen. Im ursprünglichen Ausbauzustand erreichte die Jahreskapazität dieser drei Anlagen rd. 17 000 t UTA/a.

Trennmembranen

Die Anfang der 70er Jahre geplanten Kernenergieprogramme ließen den Ausbau dieser Anlagen notwendig erscheinen. Durch den Einbau verbesserter Trennmembranen und Kompressoren (CIP = Cascade Improvement Program) und die Steigerung der Kompressorleistung (CUP = Cascade Uprating Program) wurde im Zeitraum 1973–1982 die Gesamtkapazität der Anlagen von 17 000 t UTA/a auf 27 000 t UTA/a gesteigert. Die Anlage in

Trennarbeitsbedarf westliche Welt

Tabelle 5.17: Bedarf an Trennarbeit, in 1 000 t UTA

Jahr	Deutschland	Westeuropa	USA	Westliche Welt
1994	2,1	11,6	11,0	28,7
1998	2,1	12,1	10,4	29,2
2002	2,1	12,1	10,8	30,3
Diesen Bedarfsangaben liegen die folgenden zwei Annahmen zugrunde:				
1. Die nachstehende Entwicklung der nuklearen Nettoleistung, in GWe:				
1994	22,7	122,9	100,8	295,9
1998	22,7	126,3	103,1	315,5
2002	22,7	124,2	101,7	321,5
2. Eine Abreicherungskonzentration von 0,25 % U-235; eine Änderung der Abreicherungskonzentration um 0,05 % abs. führt zu einer entsprechenden Änderung des Bedarfs um etwa 10 %.				

Quelle: Nukem, 1994.

Oak Ridge ist inzwischen stillgelegt worden. Die noch verfügbare Kapazität von rd. 19 000 t UTA/a ist z.Z. nur zu 40–50 % ausgelastet.

Privatisierung

In den 70er Jahren versuchte die amerikanische Regierung, die Anreicherungsaktivitäten zu privatisieren. Der Kongreß lehnte jedoch den »Nuclear Fuel Assurance Act« ab. Die Carter-Administration kündigte 1977 an, daß das energieintensive Diffusionsverfahren aufgegeben werde und in den 80er Jahren der Bau von Zentrifugenanlagen mit einer Kapazität von über 8 000 t UTA/a geplant sei.

Das Zentrifugenprogramm wurde in den folgenden Jahren mehrfach revidiert. Die Privatindustrie beteiligte sich nicht. 1985 fiel die Entscheidung, die Zentrifugentechnik zugunsten einer vorrangigen Entwicklung des atomaren Laserverfahrens aufzugeben, nachdem rd. 2,6 Mrd. $ für den Bau der Zentrifugenanlage ausgegeben worden waren.

Diese Entscheidung muß vor dem Hintergrund gesehen werden, daß Amerika wesentliche Marktanteile verloren hatte und im Vergleich zu den europäischen Anbietern Eurodif und Urenco die Kosten senken mußten, um wieder zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten zu können. Mit dem verfügbaren Zentrifugentyp konnten offensichtlich nicht einmal die Kosten der bestehenden Diffusionsanlagen unterschritten werden. Nicht auszuschließen ist, daß bei der Entwicklung der im Vergleich zu den Urenco-Zentrifugen sehr großen amerikanischen Zentrifugen technische Probleme aufgetreten sind.

Energiebedarf der Diffusionsanlagen

Die Entscheidung gegen die Zentrifuge hatte jedoch zur Folge, daß die Anreicherungskosten weiterhin durch den hohen Energiebedarf der Diffusionsanlagen bestimmt werden. Nach der Übertragung der Anreicherungsaktivitäten auf die USEC liegt die Entscheidung, wann und mit welcher Technik neue Anlagen gebaut werden, in den Händen dieser Gesellschaft. Im Jahr 1994 hat USEC angekündigt, daß die Entwicklung des *atomaren Laserverfahrens*, wenn auch mit einem gegenüber den Vorjahren deutlich reduzierten Aufwand von jährlich 36 Mio. $, fortgesetzt und mit ersten Schritten für die Planung der Errichtung einer kommerziellen Anlage begonnen wird. Es bleibt abzuwarten, ob und wann die Privatwirtschaft bereit sein wird, die mit Bau von großen Laseranlagen noch verbundenen technischen und wirtschaftlichen Risiken zu übernehmen. Mit dem Bau einer Laseranlage ist erst nach dem Jahr 2000 zu rechnen, da erst dann die Diffusionsanlagen ersetzt werden müssen.

Inzwischen ist in den USA die *Zentrifugentechnik der Urenco* auf Interesse gestoßen. Drei amerikanische EVU und ein Ingenieurunternehmen haben 1990 zusammen mit Urenco unter dem Namen Louisiana Energy Services L.P. (LES) ein Joint Venture für die Planung einer 1 500 t-Anlage im Bundesstaat Louisiana gegründet. Mit dem Abschluß des ersten Genehmigungsverfahrens für eine US-Anreicherungsanlage wird 1995 gerechnet. Die Entscheidung über den Baubeginn wird von der dann gegebenen Marktsituation abhängen.

5.3.4.2 Urenco

Im Vollzug eines Staatsvertrages zwischen Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden haben Unternehmen dieser drei Länder 1971 die trinationale Urenco-Gruppe gegründet und mit der gemeinsamen weiteren Entwicklung der Zentrifugentechnik und dem Bau von Anlagen begonnen[19].

Urenco-Gruppe

Nach einer Umstrukturierung im Jahr 1993 besteht die Gruppe heute aus der Holdinggesellschaft Urenco Ltd. mit Sitz in Marlow und den 100 %igen Tochtergesellschaften Urenco Deutschland GmbH, Urenco Nederland B.V. und Urenco (Capenhurst) Limited. Das Marketing und die übergeordnete Geschäftsplanung erfolgt durch Urenco Ltd. Die Tochtergesellschaften bauen und betreiben die Produktionsanlagen in den drei Ländern an den Standorten Gronau (D), Almelo (NL) und Capenhurst (GB).

Die Gesellschafter der Urenco – Uranit GmbH, INFL (ein Tochterunternehmen der British Nuclear Fuels plc) und Ultra-Centrifuge Nederland B.V. – haben vor 1993 die Anlagen an diesen Standorten selbständig betrieben, und Urenco Ltd. war für das gemeinsame Marketing zuständig.

Uranit

Nach dem Bau von Pilot- und Demonstrationsanlagen in den 70er Jahren gingen in den Jahren 1980/1981 die ersten Einheiten von kommerziellen 1 000 t-Anlagen an den Standorten Almelo und Capenhurst in Betrieb. Die *Urananreicherungsanlage Gronau* nahm 1985 den Betrieb auf.

Anlage in Gronau

Urenco hat die beim Zentrifugenverfahren durch die modulartige Erweiterungsmöglichkeit der Anlage gegebene Flexibilität genutzt und die Kapazität ihrer Anlagen entsprechend dem Abschluß neuer Lieferverträge ausgebaut. Das Entwicklungspotential des Zentrifugenverfahrens wurde und wird durch den Einbau immer leistungsfähigerer Zentrifugen genutzt.

Ende 1994 wird die Kapazität der Urenco-Anlagen ca. 3 300 t UTA/a erreichen. Die Gruppe hat am Weltmarkt einen Anteil von etwa 10 % und versorgt eine Vielzahl von Kernkraftwerken in Europa, Nord- und Südamerika sowie im Fernen Osten.

[19] Anmerkung von H. Michaelis: Es soll in diesem Zusammenhang nicht unerwähnt bleiben, daß die Bundesregierung, bevor sie 1968 in Verhandlungen mit den Regierungen Großbritanniens und der Niederlande über eine Zusammenarbeit bei der Entwicklung der Ultrazentrifugentechnik eintrat, vergeblich versucht hatte, mit der französischen Regierung zu einer Zusammenarbeit auf der Grundlage der Technik der Gasdiffusion zu gelangen. Damals war die französische Regierung nicht dazu bereit.

Der über lange Zeit hinweg für die Außenbeziehungen des CEA zuständige B. Goldschmidt hat dies in seinem Buch *Le Complexe Atomique* (1980) bestätigt. In bemerkenswerter Kürze begründet er die französische Weigerung mit den Worten »...l'affaire n'était pas mûre, à haut niveau tout au moins« (die Angelegenheit war noch nicht reif, wenigstens noch nicht auf der höheren Ebene, S. 388), um später (S. 390) festzustellen: »Schließlich gab General de Gaulle seine Zustimmung, und (der damals zuständige Minister) Galley begab sich nach Deutschland, um seinem deutschen Kollegen G. Stoltenberg den Bau einer auf beiden Seiten des Rheins zu errichtenden europäischen Anreicherungsanlage nach dem Gasdiffusionsverfahren vorzuschlagen...Die schmeichelhafte Hoffnung auf eine deutsche Zusage zerschlug sich mit der Antwort Stoltenbergs vierzehn Tage später.« Vgl. dazu H. Michaelis: *Braucht die Europäische Gemeinschaft eine eigene Uran-Anreicherungsanlage?*, Eurospektrum, Brüssel 1967.

5.3.4.3 Eurodif

Anfang der 70er Jahre begann unter Beteiligung mehrerer Länder die Planung für den Bau einer großen Diffusionsanlage in Frankreich. Die französische Regierung genehmigte 1973 das *Eurodif-Projekt.* Neben Italien, Belgien und Spanien beteiligte sich der Iran an Eurodif. Die Anlage wurde in Tricastin im Rhônetal in unmittelbarer Nähe von Pierrelatte errichtet. Der Betrieb der ersten Ausbaustufe wurde im März 1979 plangemäß aufgenommen und die Endkapazität von 10 800 t UTA/a 1982 erreicht.

Eurodif-Projekt

Für die Energieversorgung dieser stromintensiven Anlage wurden von dem staatlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen Électricité de France (EdF) vier Kernkraftwerksblöcke mit einer Leistung von je 925 MWe unmittelbar neben der Anreicherungsanlage gebaut.

hoher Energiebedarf

Die Eurodif-Anlage wird vorerst nicht ausgelastet sein. Die Partner der Franzosen können aufgrund des reduzierten Kernenergieausbaus nicht wie vorgesehen Trennarbeit im Umfang ihrer Beteiligung abnehmen.

Mit Italien und Spanien wurde 1982 vereinbart, daß die Abnahme von Trennarbeit vermindert und dafür Elektrizität geliefert werden kann. Die französische COGEMA ist der Vertriebspartner der Eurodif auf dem Weltmarkt. Es bestehen Lieferverträge mit EVU in Europa, den USA und im Fernen Osten. Eurodif versorgt z.Z. ca. 30 % des Weltmarktes.

5.3.4.4 Die Anreicherungsanlagen in Rußland

Anfang der 70er Jahre trat die Sowjetunion, nicht zuletzt, um harte Devisen zu verdienen, als Anbieter auf dem Trennarbeitsmarkt in der westlichen Welt auf. Da die Anlagen in den USA ausgebucht schienen, konnte die sowjetische Handelsorganisation *Techsnabexport* nach sowjetischen Quellen bis 1977 Verträge über insgesamt 12 000 t UTA mit EVU in Ländern Westeuropas abschließen. Da die Anreicherungsanlagen auf dem Gebiet der russischen Republik liegen, hat Rußland nach Auflösung der Sowjetunion die Anreicherungsaktivitäten übernommen. Über die in Rußland verfügbaren Anreicherungskapazitäten liegen im Westen nur sehr bruchstückhafte Informationen vor. 1989 wurde bekannt, daß bereits in den 60er Jahren mit dem Bau von industriellen Zentrifugenanlagen begonnen wurde. Die Gesamtkapazität wird heute auf ca. 14 000 t UTA/a geschätzt. Publizierte Bilder lassen den Schluß zu, daß in Rußland Zentrifugen mit geringer spezifischer Trennleistung eingesetzt werden.

russische Anreicherungsanlagen

5.3.4.5 Anreicherungsanlagen in Japan

In Japan wurden von der Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation (PNC) Zentrifugen entwickelt. Eine Pilotanlage wurde von 1979 bis 1990 in Nigyo-Toge betrieben. Am gleichen Standort sind 1988 und 1989 die beiden Tranchen einer 200 t -Demonstrationsanlage in Betrieb gegangen. Eine kommerzielle Anlage wird von der Firma Japan Nuclear Fuel Ltd. (JNFL), einem gemeinsamen Unternehmen der japanischen EVU, in

kommerzielle Anlage in Japan

Rokkashomura gebaut. Die Gesamtkapazität der Anlage soll 1 500 t UTA/a betragen, unterteilt in zwei Tranchen von 600 und 900 t UTA/a. Anfang 1994 war eine Kapazität von 450 t UTA/a in Betrieb. Es ist ein Zubau von 150 t UTA/a pro Jahr geplant. Die volle Kapazität, mit der rd. 1/3 des Bedarfs in Japan abgedeckt werden kann, soll im Jahr 2000 erreicht werden. Pläne über den Verkauf von Trennarbeit auf dem Weltmarkt haben die Japaner nicht angekündigt.

5.3.4.6 Projekte

Südafrika: Die Uranium Enrichment Corporation of South Africa Ltd. (UCOR) hat mit dem eigenen gasdynamischen Verfahren eine kleine Anlage mit einer Kapazität von 300 t UTA/a gebaut. Aufgrund des hohen Energiebedarfs dieses Verfahrens soll die Anlage nicht längerfristig betrieben werden. Es wird an der Entwicklung einer eigenen Zentrifugentechnik und des molekularen Laserverfahrens gearbeitet. Es ist nicht damit zu rechnen, daß in absehbarer Zeit Trennarbeit von Südafrika auf dem internationalen Markt angeboten wird.

nicht realisierte Anreicherungsprojekte

Kanada und Australien: Die uranproduzierenden Länder Kanada und Australien haben sich in der Vergangenheit für den Bau von Anreicherungsanlagen interessiert, um das abgebaute Uran im Land zu veredeln und damit die Exporterlöse zu erhöhen. In Kanada wurden jedoch entsprechende Projekte bereits in den 70er Jahren wieder aufgegeben. In Australien wurden Anfang 1980 mit der Gründung der Uranium Enrichment Group of Australia (UEGA) die Untersuchungen zur Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit einer Anreicherungsanlage – zuletzt auf der Basis der Urenco-Zentrifugentechnologie – verstärkt vorangetrieben. Die 1983 gewählte Labour-Regierung unterstützte die Pläne der UEGA nicht mehr.

Brasilien: Im Rahmen des Zusammenarbeitsabkommens zwischen Deutschland und Brasilien wurden u.a. die Weiterentwicklung des Trenndüsenverfahrens und der Bau einer Anreicherungsanlage vereinbart. Eine Teilkaskade mit geringer Kapazität wurde in einer Anlage in Resende errichtet. Das Projekt ist inzwischen eingestellt worden.

5.3.4.7 Voraussichtliche Entwicklung der weltweiten Anreicherungskapazität

In der Tabelle 5.18 sind die nach offizieller Planung zu erwartenden Kapazitäten der westlichen Welt aufgelistet. Die Zahlen für den weiteren Ausbau stellen eher grobe Planziele als beschlossene Baukapazitäten dar. Die mit Urenco-Technik geplante Anlage der Louisiana Energy Services L.P. (siehe Kapitel 5.3.4.1) ist in der Tabelle 5.18 noch nicht aufgeführt, da eine Bauentscheidung erst 1995 nach Erteilung der Genehmigung erwartet wird. Wie bereits an anderer Stelle erwähnt, werden Diffusionsanlagen nicht weiter

Tabelle 5.18: Kapazitätsangebot in der westlichen Welt, in 1 000 t UTA/a

Unternehmen	Standort der Anlage	Anreicherungs-verfahren	1990	1995	2000
USEC (USA)	Paducah	Diffusion	11,3		
	Portsmouth	Diffusion	8,3		
			19,6	19,6	19,6
EURODIF (F,I,E,B,IRAN)	Tricastin	Diffusion	10,8	10,8	10,8
PNC/JNFL (Japan)	Ningyo-Toge Rokkashomura	Zentrifuge	0,2	1,0	1,7
Urenco (GB,NL,D)	Capenhurst, GB Almelo, NL Gronau, D	Zentrifuge	2,6	3,3	4,0
Rußland	Exportanteil (Absatzerwartung)	Zentrifuge	3,0	3,0	3,0

weltweite Anreicherungskapazität

ausgebaut. Konkrete Pläne für den Bau von Laseranlagen liegen noch nicht vor. Urenco wird ihr bisher erfolgreiches Konzept, den Ausbau weitgehend auf der Basis abgeschlossener Verträge dem Bedarf anzupassen, weiterverfolgen.

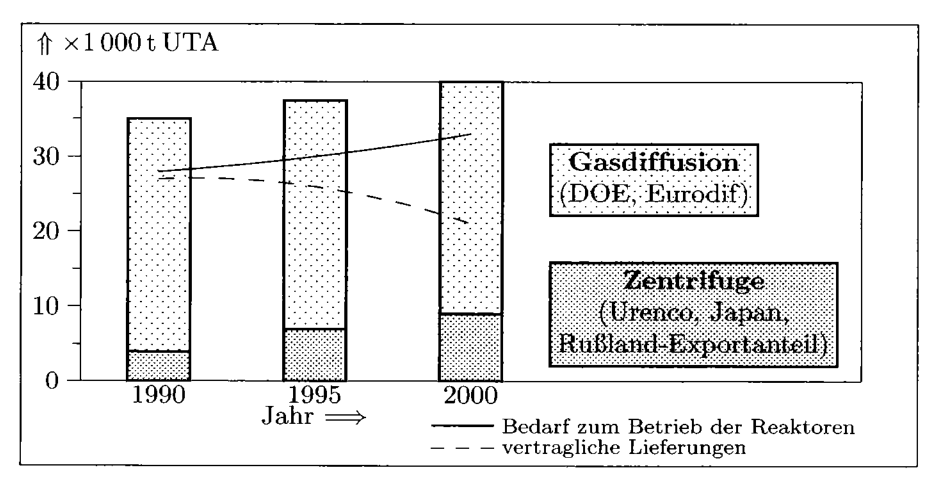


Abbildung 5.16: Trennarbeitsbedarf und -kapazitäten der westlichen Welt.

Trennarbeit westliche Welt

Die Abbildung 5.16 zeigt, daß auf lange Zeit eine Überkapazität bestehen wird. Es ist daher aus heutiger Sicht fraglich, ob alle geplanten Projekte realisiert werden können.

5.3.5 Trennarbeitsmarkt

Veränderungen des Trennarbeitsmarktes

Bis Anfang der 70er Jahre wurden die Betreiber von Kernkraftwerken in der westlichen Welt so gut wie ausschließlich aus den Vereinigten Staaten versorgt. Die US-Behörden (USAEC, ERDA und DOE) haben daher die Entwicklung der Vertragsbedingungen, unter denen Trennarbeit heute auch aus europäischen Anlagen geliefert wird, wesentlich bestimmt. Darüber hinaus spiegelt sich in den mehrfach geänderten Bedingungen der Vereinigten Staaten die Entwicklung des Trennarbeitsmarktes von einem Bietermarkt zu einem Käufermarkt wider.

5.3.5.1 Entwicklung der Lieferbedingungen

Lohnanreicherung

Grundlage der Lieferung von angereichertem Uran ist seit Anfang 1969 die Lohnanreicherung, das *Toll Enrichment*. Der Abnehmer stellt dem Betreiber der Anreicherungsanlage das Ausgangsmaterial in Form von Uranhexafluorid (UF_6) zur Verfügung. Dieses Material wird angereichert und an den Kunden zurückgegeben. Neben dem Preis für die Trennarbeit werden noch geringe Gebühren für zusätzliche Dienstleistungen, wie z.B. Abfüllen, Probennahme etc. berechnet.

Bedarfs-Vertrag

Bis 1973 wurden für die Lohnanreicherung sogenannte *Requirements-Verträge* abgeschlossen. Der Reaktorbetreiber ist verpflichtet, lediglich den Bedarf an Trennarbeit für einen bestimmten Reaktor abzunehmen. Das Risiko eines verminderten Bedarfs durch Inbetriebnahmeverzögerungen oder durch Stillstände wird vom Anreicherer getragen. Außerdem enthielten die alten amerikanischen Requirements-Verträge für den Kunden günstige Kündigungsklauseln.

Festmengen-Vertrag

Die Preis- und Vertragspolitik der USA wurde mit den 1973 in Kraft getretenen neuen Kriterien für die Lohnanreicherung substantiell geändert. Neue Verträge wurden nur noch zu den Bedingungen des neu geschaffenen *Long-Term Fixed Commitment Contract* (LTFC) angeboten. In dem acht Jahre vor erster Lieferung abzuschließenden »Langzeitvertrag« mußte sich der Kunde zur Abnahme fester Mengen über einen Zeitraum von mindestens zehn Jahren verpflichten. Das Risiko von Bedarfsschwankungen wurde somit auf den Reaktorbetreiber übertragen.

Bis Mitte 1974 wurden aufgrund der hohen Erwartungen beim Ausbau der Kernenergie und des befürchteten Engpasses bei der Anreicherung selbst unter diesen verschärften Bedingungen eine Vielzahl von Verträgen abgeschlossen. Von diesem Zeitpunkt an nahm die damals zuständige ERDA keine Aufträge mehr an, weil die bestehenden Anlagen einschließlich der geplanten Erweiterung ausgelastet zu sein schienen.

Als deutlich wurde, daß die Kernenergieprogramme nicht wie geplant verwirklicht werden konnten, versuchten die Energieversorgungsunternehmen (EVU), ihre festen Abnahmeverpflichtungen für Trennarbeit wieder abzustoßen.

Im Jahr 1978 boten die USA mit dem *Adjustable Fixed Commitment Contract* (AFC) einen neuen Vertragstyp an. Aber auch dieser Vertrag war

ein Festmengenvertrag mit gewissen Flexibilitäten. Fast alle LTFC wurden in der Folgezeit in AFC-Verträge umgewandelt.

Der Aufbau von erheblichen Lagerbeständen bei den EVU konnte auch mit dem Vertragstyp nicht verhindert werden. Die Forderung nach Rückkehr zu einem Requirements-Vertrag wurde immer stärker. Schließlich wurden Anfang 1984 die neuen Vertragsbedingungen des *Utility Services Contract* (USC) veröffentlicht.

Angebote auf Vertragsumwandlungen

Den EVU wurde angeboten, ihre bestehenden Verträge in den neuen Requirements-Vertrag umzuwandeln. Unter dem neuen Vertrag verpflichten sich die EVU, mindestens 70 % ihres Bedarfs beim damals zuständigen Department of Energy (DOE) zu kontrahieren. Die restlichen 30 % können aus anderen Quellen gedeckt werden. Später versuchte DOE über das Angebot von sog. »Incentive«-Preisen die abgesprungenen 30 %-Kunden wieder zurückzugewinnen. Im Zuge der Vertragsumstellung für die DOE-Kunden konnten die beiden europäischen Anreicherer Eurodif und Urenco mit ersten Verträgen auf dem amerikanischen Markt Fuß fassen. Viele US-EVU haben sich durch weitgehende Kündigung ihrer langfristigen Verträge für die Zukunft die Freiheit für neue Vertragsabschlüsse mit flexibleren Konditionen geschaffen. Die neue US Enrichment Corporation (USEC) hat angekündigt, zukünftig flexiblere auf die jeweilige Kundensituation zugeschnittene Verträge anzubieten, um der Konkurrenz aus Europa zu begegnen. Die europäischen, privatwirtschaftlich organisierten Unternehmen Eurodif und Urenco hatten bereits in den 70er Jahren damit begonnen, die Lieferverträge flexibel den jeweiligen Kundenbedürfnissen entsprechend auszuhandeln.

5.3.5.2 Marktsituation Anfang der 90er Jahre

Überkapazitäten

Wie die Abbildung 5.16 zeigt, ist der Markt in den 90er Jahren weiterhin durch *Überkapazitäten* geprägt. Bis 1995 ist der Bedarf weitgehend durch Verträge abgedeckt. In der zweiten Hälfte der 90er Jahre besteht, insbesondere in den USA infolge auslaufender Verträge, ein zunehmender offener Bedarf. Alle Anbieter sind im harten Wettbewerb um den Abschluß neuer Verträge für diese Mengen und die Festigung ihres Marktanteils bemüht.

Sekundärmarkt

Noch offen ist, in welchem Umfang der sogenannte *Sekundärmarkt* das Marktgeschehen weiterhin beeinflussen wird. Der Sekundärmarkt entstand Anfang der 80er Jahre, als damit begonnen wurde, überschüssige Trennarbeit, die sich in einigen Ländern aufgrund der alten Festmengenverträge ansammelte, unter Einschaltung von Maklern zwischen den EVU zu handeln. Die Marktentwicklung hat außerdem dazu beigetragen, daß von der Industrie und den Regierungen eine strategische Bevorratung nicht mehr als zwingend notwendig angesehen wird. Entsprechende Vorräte drängten auf den Markt. Kurzfristige Lieferungen werden mit erheblichen Preisabschlägen im Vergleich zu den Preisen bei langfristigen Verträgen gehandelt. So erreichte Ende 1990 der Preis auf dem Sekundärmarkt einen Tiefstand von rd. 50 US-$/kg UTA, während der offizielle Preis des DOE 117,85 US-$/kg UTA betrug. Wenn auch die Preise auf dem Sekundärmarkt wieder

angezogen haben, so beeinflussen die niedrigen Preise auf diesem Markt verstärkt auch die Preiserwartungen bei langfristigen Verträgen.

Trennarbeitsangebote aus Rußland

Den Anreicherungsunternehmen in der westlichen Welt macht in zunehmendem Maße Sorge, daß auf dem Markt Trennarbeit aus Rußland zu *sehr niedrigen Preisen* angeboten wird. Das erklärte Ziel der Russen ist, harte Devisen zu verdienen. Es ist schwer vorstellbar, daß bei Anwendung einer Kostenrechnung nach westlichen Maßstäben die von den Russen angebotenen Preise voll kostendeckend sind. Da auch die von den Russen angebotenen Preise für Natururan wesentlich unter den Produktionskosten im Westen liegen, haben die USA und die Europäische Union die Notwendigkeit gesehen, die Einfuhr von Kernbrennstoff aus Rußland – beim Natururan auch aus anderen GUS-Staaten – seit 1992 zu beschränken. Die Vereinigten Staaten haben mit den GUS-Staaten zum Schutz der eigenen Industrie preisabhängige Quoten vereinbart. In Europa ist die Euratom Versorgungsagentur in Brüssel, die alle Lieferverträge für Kernbrennstoff gegenzeichnen muß, bemüht, durch eine Beschränkung der Einfuhren im Einzelfall keine zu hohe Abhängigkeit von Lieferungen aus den GUS-Staaten entstehen zu lassen, die bei Beeinträchtigung der Uran- und Anreicherungsindustrie in der Europäischen Union zukünftig zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen könnte. Die getroffenen Maßnahmen werden verständlicherweise von den betroffenen Parteien kontrovers diskutiert.

zivile Verwertung von Waffenuran

Das bei der *Abrüstung von Kernwaffen* freiwerdende hoch angereicherte Uran ist ein weiterer Faktor, der den Markt in den 90er Jahren und darüber hinaus beeinflussen wird. Wird – durch *dismantling* – das Waffenuran mit niedrig angereichertem Uran oder Natururan zu Reaktoruran heruntergemischt, so erspart 1 kg Waffenuran die Produktion von rd. 220 kg Natururan und 150 kg Trennarbeit. Die USA haben mit Rußland den Ankauf von 500 t Waffenuran vereinbart. Mit 75 000 t UTA beinhaltet diese Menge mehr Trennarbeit, als in zwei Jahren in der Welt gebraucht wird. Der 1994 abgeschlossene Vertrag zwischen Amerika und Rußland sieht vor, daß in den ersten fünf Jahren 10 t hoch angereichertes Uran pro Jahr nach USA geliefert werden und danach die Lieferungen auf 30 t pro Jahr steigen. In Amerika ist vorgesehen, daß USEC mit diesem Material die eigene Produktion teilweise ersetzt und damit die Trennarbeit auf den Markt gebracht wird, ohne eine wesentliche Störung des Marktgeschehens zu verursachen. Es bleibt abzuwarten, ob nicht doch eine wesentliche Beeinflussung des Marktes erfolgen wird. Noch sind einige technische Probleme hinsichtlich der Spezifikation des aus dem Waffenuran hergestellten Reaktorbrennstoffs zu klären. Es ist aber verständlich, daß die Vorstellungen der Brennstoffeinkäufer über zukünftige Preise durch die Verfügbarkeit dieses Materials beeinflußt werden[20].

[20] Anmerkung von H. Michaelis zur Gewinnung und Verwendung von Kernbrennstoffen aus Nuklearwaffen durch *dismantling*: Derzeit sind ca. 1 100 t auf 94 % U-235 hochangereichertes Uran (USA: 500 t, GUS: 600 t) und ca. 230 t Plutonium (USA: 100 t, GUS: 130 t) in Kernwaffen vorhanden. Davon sollen gemäß den geschlossenen Verträgen (SALT I, SALT II, Tactical War-Heads Agreement) ca. 75 % abgerüstet werden. (Forts. folgende Seite.)

Die lange Zeit in den 70er Jahren gehegte Besorgnis, daß die Versorgung der Kernkraftwerke mit Trennarbeit nicht gesichert sein könnte, ist nicht mehr begründet. Es besteht ein diversifiziertes Angebot, und der auf dem durch Überkapazitäten gekennzeichneten Markt entstandene harte Verdrängungswettbewerb zwischen USEC, Eurodif, Urenco und den Russen zwingt die Anbieter, jede nur denkbare Möglichkeit zur Kostenreduktion zu nutzen.

Verdrängungs-Wettbewerb

Die Kernkraftwerksbetreiber können zu günstigen Preisen einkaufen. Ihre Einkaufspolitik wird aber auch darüber entscheiden, ob genügend wirtschaftliche Anreize bestehen bleiben, daß noch vorhandene *Entwicklungspotential* der Zentrifugentechnik in neuen Anreicherungsanlagen einzusetzen bzw. neue Verfahren wie die Laseranreicherung zur industriellen Reife zu entwickeln.

Entwicklungs-potential

5.4 Brennelemente für Leichtwasserreaktoren

Bearbeitet von Carl Alexander Duckwitz und Hans-Heinrich Krug

5.4.1 Das Brennelement als nukleare Wärmequelle des Reaktorkerns

Der Reaktorkern besteht aus einem Verband von parallel zueinander angeordneten Brennelementen. Diese enthalten in einem quadratischen Gitter Brennstäbe, welche den Kernbrennstoff einschließen. Zur Neutronenmoderation und Wärmeabfuhr werden die Brennelemente vom Wasser des Reaktorkühlsystems durchströmt. Dabei geben die Brennstäbe die bei der kontrollierten Spaltung der Atomkerne freiwerdende Wärmeenergie an das Kühlmittel ab.

LWR-Brennelemente

5.4.2 Auslegung der Brennelemente

Die betrieblichen Forderungen nach maximaler Sicherheit und Betriebszuverlässigkeit, optimaler Betriebsflexibilität und Wirtschaftlichkeit sind für die Auslegung und Konstruktion der Brennelemente maßgebend. Ziel der Auslegung ist die Optimierung der neutronenphysikalischen, thermohydraulischen und mechanischen Eigenschaften und des Verhaltens des gesamten

Fortsetzung Fußnote 20: Bei einem jährlichen Bedarf von ca. 640 kg U-235 für den Betrieb eines 1 GWe Kernkraftwerkes und derzeit weltweit 430 Kernkraftwerken mit 325 GWe installierter Leistung errechnet sich ein weltweiter jährlicher Bedarf von ca. 200 t U-235. Dementsprechend könnten mit den oben aufgeführten Materialmengen unter Berücksichtigung einer Reduzierung der Anreicherung auf etwa 3 % durch Vermischung mit abgereichertem oder Natururan weltweit alle Kernkraftwerke für ca. fünf Jahre mit Uran 235 und für ca. ein Jahr mit Plutonium, insgesamt also etwa sechs Jahre lang betrieben werden.

Vgl. dazu L. Röhl: *Der START-Vertrag*, Europa-Archiv, Folge 20, 1991; NUKEM: Warhead Dismantling – Disposition of HEU and Pu from Nuclear Weapons, NUKEM Market Report, Oktober 1992 und NUKEM: Symposium Spotlight: World Experts Ponder Pathways to Warhead Dismantling, NUKEM Market Report.

Brennelementes mit allen Bauteilen und relevanten Parametern für die gesamte Einsatzzeit des Brennelements im bestimmungsgemäßen Betrieb und bei Störfällen. Eine wesentliche Aufgabe der Auslegung ist der Nachweis, daß sämtliche vorgegebenen Auslegungsgrenzwerte bei Betriebs- und Störfällen nicht überschritten werden.

Brennelementauslegung

In einzelnen ist es Aufgabe der Brennelementauslegung, den Aufbau des Brennelementes, die Betriebseigenschaften des Kernbrennstoffs und aller verwendeten Werkstoffe und der daraus gefertigten Brennelementkomponenten so zu gestalten, daß unter Beachtung der vom Reaktorsystem vorgegebenen Randbedingungen die Umhüllung des Kernbrennstoffs stets intakt bleibt, eine ausreichende Kühlung der Brennstäbe gewährleistet ist und die Brennelement-Struktur nicht unzulässig verformt wird, so daß die Abschaltung des Reaktors durch die Steuerelemente zu jeder Zeit gesichert ist. Darüber hinaus muß die Brennelementauslegung die aus Gründen der Wirtschaftlichkeit des Reaktorbetriebes gestellten Forderungen nach einem möglichst hohen Abbrand der Brennelemente und größtmöglicher Brennstoffnutzung sowie Betriebsflexibilität des Kernkraftwerkes mit hoher Zuverlässigkeit erfüllen.

Kühlung während des Betriebes

Wirtschaftlichkeit

Die gesamte Auslegung basiert auf dem Stand von Wissenschaft und Technik sowie auf der Gesamtheit der bisher weltweit gewonnenen Betriebserfahrungen. Bei der Optimierung der Auslegungsparameter der Brennelemente werden neben den Ergebnissen der Brennstoffkreislauf-Kostenanalyse auch kontinuierlich diese Betriebserfahrungen berücksichtigt.

Brennstoffkreislauf-Kostenanalyse

Uran/Plutonium-Mischoxid-Brennelemente werden nach den gleichen Prinzipien und Verfahren ausgelegt wie Uran-Brennelemente und weisen keine wesentlichen konstruktiven Unterschiede auf.

5.4.3 Beschreibung und Funktion der Brennelemente

DWR- und SWR-Brennelement-konstruktion

Die Brennelemente für Druckwasser- (DWR) und Siedewasserreaktoren (SWR) bestehen im wesentlichen aus den Brennstäben, Abstandhaltern, Steuerstabführungsrohren (DWR) bzw. dem Wasserkanal (SWR) sowie dem Kopf- und Fußstück. Der Kernbrennstoff (Urandioxid oder im Falle von MOX-Brennelementen ein Gemisch aus Uran- und Plutoniumdioxid) ist als eine Säule aus gesinterten Brennstofftabletten gasdicht in zylindrischen Brennstabrohren aus Zircaloy eingeschlossen. Diese Brennstäbe werden durch die Abstandhalter in ihrer quadratischen Gitteranordnung gehalten. Die Abstandhalter bilden mit den Steuerstabführungsrohren (DWR) bzw. dem Wasserkanal (SWR) sowie mit den Fuß- und Kopfstücken die sogenannte Brennelementstruktur.

Brennstab

Abstandhalter

Brennelement-Struktur

Infolge der bei Druck- und Siedewasserreaktoren unterschiedlichen Regel- und Abschaltsysteme sowie Unterschieden bei der Wärmeübertragung von den Brennstäben an das Kühlmittel ergeben sich für DWR- und SWR-Brennelemente markante konstruktive Unterschiede.

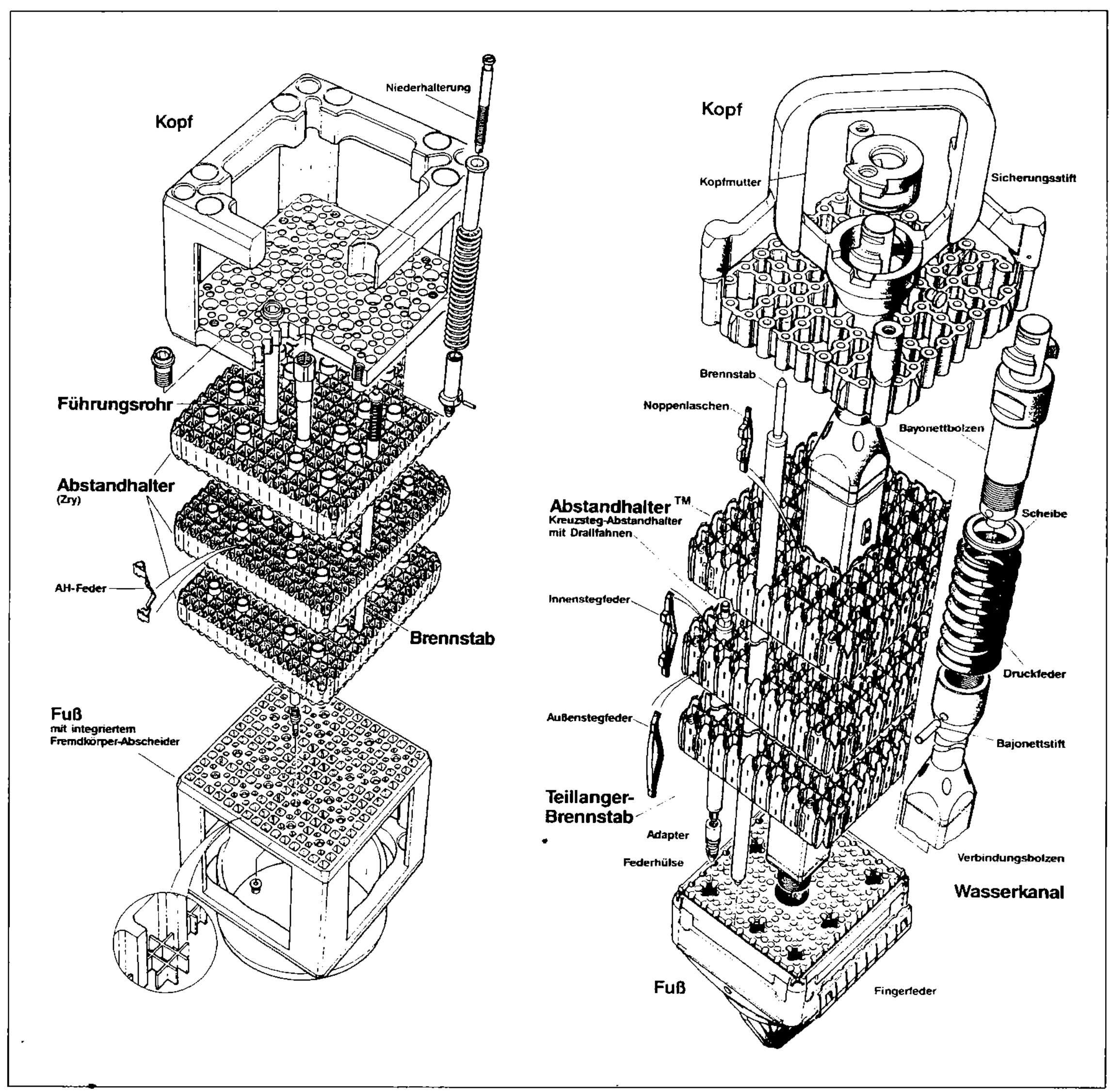


Abbildung 5.17: Aufbau eines DWR-Brennelementes (FOCUS 16×16) und eines SWR-Brennelementes (ATRIUM™10A) (ATRIUM™ ist ein Warenzeichen von Siemens). *Quelle*: Siemens AG Energieerzeugung (KWU).

5.4.3.1 DWR-Brennelement-Struktur

Die DWR-Brennelemente enthalten zur Aufnahme der Steuerstäbe die Steuerstabführungsrohre. Die Abstandhalter bilden zusammen mit den Steuerstabführungsrohren und dem Kopf- und Fußstück eine gegen Längs- und Querkräfte stabile Brennelement-Struktur.

Steuerstab-
führungsrohr

5.4.3.2 SWR-Brennelement-Struktur

Wasserkanal

Brennelementkasten

Die Brennelement-Struktur moderner SWR-Brennelemente besteht aus dem zentralen quadratischen Wasserkanal, den mit ihm verbundenen Abstandhaltern sowie Kopf- und Fußstück. Durch den Wasserkanal wird eine über den Brennelementquerschnitt vergleichmäßigte Moderation bewirkt. Das Brennelement ist von einem Zircaloy-Kasten umgeben.

5.4.3.3 Brennelement-Komponenten

Brennstab:

Brennstofftabletten

Zircaloy-Hüllrohr

Heliumfüllung

Spaltprodukt-rückhaltung

Der Brennstab enthält den Kernbrennstoff in Form einer Säule von Brennstofftabletten. Die Brennstabhülle besteht aus einem nahtlosen Zircaloy-Rohr, dem sogenannten Hüllrohr. Zircaloy, eine Zirkonlegierung, weist eine geringe Neutronenabsorption auf und ist besonders geeignet, den Reaktorbedingungen (Neutronenfluß, Druck, Temperatur, Kühlmittelchemie) zu widerstehen. Die Brennstäbe sind zusätzlich mit Helium gefüllt, das den Wärmeübergang von den Brennstofftabletten an die Hüllrohrwand verbessert. Durch die Plenumfeder und das Stützrohr im Brennstab wird ein Volumen zur Aufnahme gasförmiger Spaltprodukte während des Reaktorbetriebs vorgehalten. Der Brennstab ist an seinen Enden mit Endstopfen gasdicht verschweißt.

Ein 1 300 MWe-DWR mit 18×18 Brennelementen enthält etwa 58 000 Brennstäbe, ein 1 300 MWe-SWR mit 10×10 Brennelementen etwa 75 000 Brennstäbe.

Abstandhalter:

Aufgabe der Abstandhalter

Abstandhalterfahne

Aufgabe des Abstandhalters ist es, die Brennstäbe in definierten Abständen zu halten und unter allen Betriebs- und Störfallbedingungen die Querkräfte auf die Brennstäbe aufzunehmen, das neutroneninduzierte Längenwachstum sowie die Wärmeausdehnung der Brennstäbe während des Reaktorbetriebs zu ermöglichen und gleichzeitig den Wärmeübergang von den Brennstäben an das Kühlmittel durch entsprechende Quervermischung zu fördern.

Die Abstandhalter sind zur Erzeugung von Querströmungen für die Verbesserung und Vergleichmäßigung der Kühlung mit geeignet geformten Abstandhalterfahnen versehen. Das neutroneninduzierte Längenwachstum und die Wärmeausdehnung der Brennstäbe werden dadurch ermöglicht, daß die Brennstäbe kraftschlüssig in den Abstandhalterzellen, z.B. durch Feder-Noppen-Paare gehalten werden. Bis zu neun Abstandhalter verteilen sich etwa äquidistant über die Höhe des Brennelementes, wodurch ggf. entstehende Querkräfte bei der Brennelement-Handhabung oder bei Störfällen auf die Brennelementlänge verteilt aufgenommen werden.

Steuerstabführungsrohre (DWR):

Die Steuerstäbe werden beim DWR in den Steuerstabführungsrohren geführt. Sie bestehen wie bei den Hüllrohren aus nahtlos gewalzten Zircaloy-Rohren und sind mit dem Kopf- und Fußstück verschraubt.

Wasserkanal (SWR):
Die Aufgabe des Wasserkanals besteht hauptsächlich darin, im Brennelementzentrum über die gesamte Brennelementhöhe nichtsiedendes Wasser zu führen, wodurch eine über den Brennelementquerschnitt vergleichmäßigte Moderation bewirkt wird. Die weitere Aufgabe des Wasserkanals als Strukturkomponente ist es, die Abstandhalter axial zu fixieren und das obere Kopfstück mit dem unteren Fußstück zu verbinden.

Vergleichmäßigung der Moderation

Brennelementkopf:
Der Brennelementkopf dient als Lastanschlagpunkt für die Brennelement-Handhabung. Er zentriert bei SWR-Brennelementen den Brennelementkasten und enthält bei DWR-Brennelementen die Brennelement-Niederhalterung, die eine axiale Fixierung der Brennelemente im Kern bewirkt. Bei der Brennelement-Handhabung mit der Lademaschine, z.B. beim Brennelement-Wechsel, greift der Lademaschinengreifer direkt am Brennelementkopf an.

Lastanschlagpunkt

Brennelementfuß:
Der Brennelementfuß dient dazu, das untere Ende des Brennelementes direkt in der unteren Gitterplatte der Kerneinbauten zu zentrieren. Beim SWR-Brennelement übernimmt der Brennelement-Fuß auch die Zentrierung des Brennelementkastens. Zusätzlich kann der Brennelementfuß mit einem Fremdkörper-Abscheider versehen werden.

Brennelement-Zentrierung

Fremdkörper-Abscheider:
Zur Vermeidung des Eindringens von ggf. sich im Kühlkreislauf befindlichen Fremdkörpern, wie z.B. Metallspäne, in das Brennelement, können die Brennelemente am Brennelementfuß mit einem Fremdkörper-Abscheider mit Siebfunktion versehen sein.

Brennelementkasten (SWR):
Der Brennelementkasten hat die Aufgabe, die Wasser- bzw. Dampfströmung über die gesamte Länge des Brennelementes zu kanalisieren und die einwandfreie Führung der Steuerelemente zwischen den Brennelementkästen zu gewährleisten.

5.4.4 Fertigung von Uran-Brennelementen

Die Brennelement-Fertigung ist ein mehrstufiger Prozeß. Ausgangsmaterial ist im Falle von Uranbrennelementen leicht angereichertes Uran in Form von *Uranhexafluorid* (UF_6). Es wird in einem chemischen Prozeß in Urandioxid umgewandelt (Konversion), wofür im allgemeinen das sogenannte *Trocken-Konversionsverfahren* verwendet wird.

Uranhexafluorid

Trocken-Konversionsverfahren

Das so gewonnene UO_2-Pulver wird zu UO_2-Tabletten verpreßt. Anschließend werden die Tabletten bei etwa 1 700 °C gesintert und erhalten dabei ihre keramische Struktur. Die Einhaltung der von der Brennstab-Auslegung geforderten engen Durchmessertoleranzen der UO_2-Tabletten wird durch Schleifen der Mantelflächen erreicht.

UO_2-Tabletten

DWR- und SWR Brennelemente

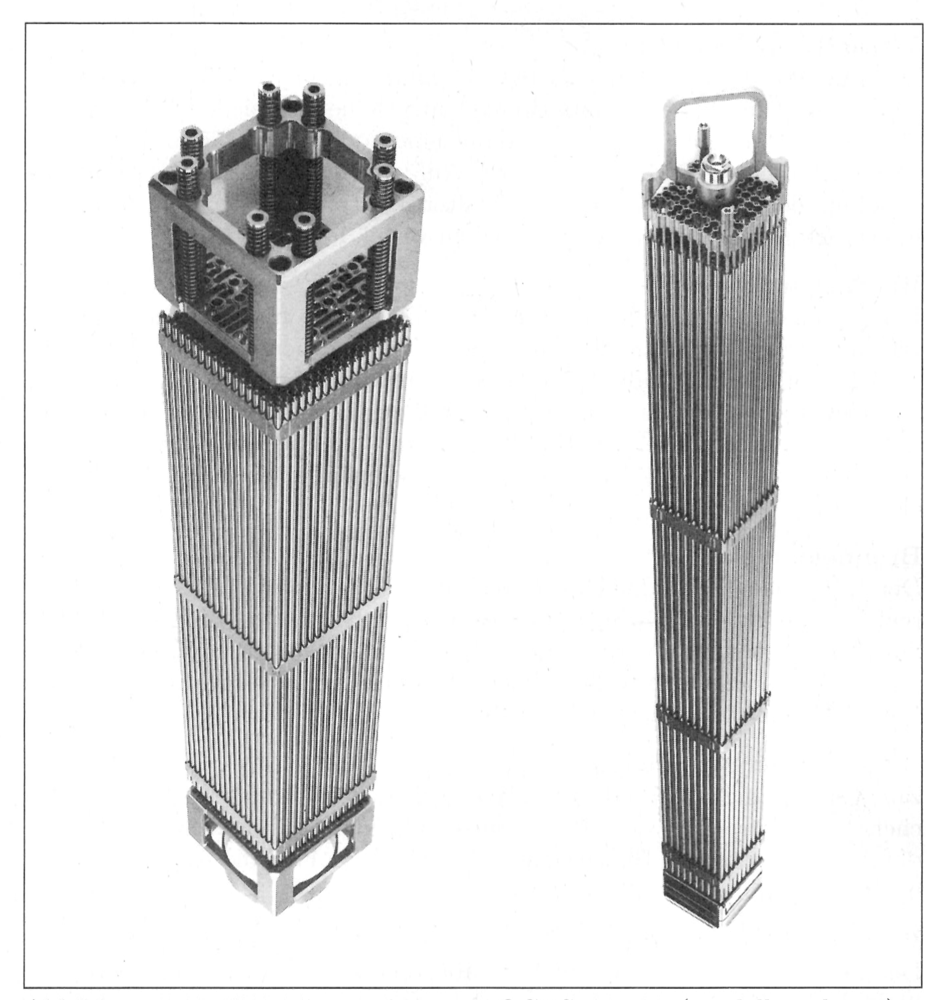


Abbildung 5.18: DWR-Brennelement FOCUS 18×18 (Modell verkürzt); SWR-Brennelement ATRIUM™10A (Modell verkürzt).
Quelle: Siemens AG Energieerzeugung (KWU).

Zircaloy-Hüllrohre

Die UO_2-Tabletten werden nach Trocknung in die einseitig bereits durch Endkappen verschweißten Zircaloy-Hüllrohre eingefüllt, welche nachfolgend durch eine zweite Endkappenschweißung gasdicht und druckfest verschlossen werden.

Elektronenstrahl-/ Laser-Schweißen

Die Abstandhalter werden im allgemeinen aus Zircaloy-Blechen gefertigt, die unter Verwendung besonderer Schweißverfahren (z.B. *Elektronenstrahl-* oder *Laser-Schweißen*) miteinander verbunden werden.

Der Zusammenbau des Druckwasserreaktor-Brennelementes beginnt mit dem Aufbau der Brennelement-Struktur aus den Steuerstabführungsrohren und den Abstandhaltern. Der Zusammenbau des Siedewasserreaktor-Brennelementes beginnt mit dem Aufbau der Brennelement-Struktur aus dem inneren quadratischen Wasserkanal und den Abstandhaltern. In diese

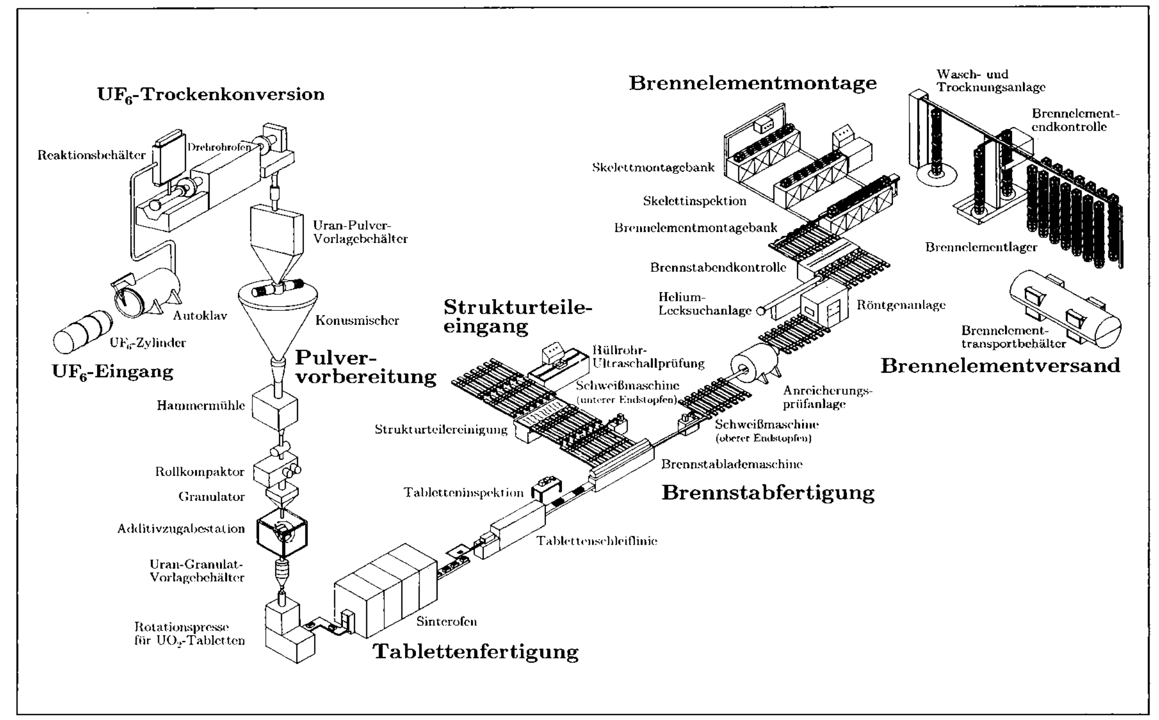


Abbildung 5.19: Fließschema der Uran-Brennelementfertigung.
Quelle: Siemens AG Energieerzeugung (KWU).

Strukturen werden sodann die Brennstäbe computergesteuert mit kontrollierten Einzugskräften eingezogen.

computergesteuerte Brennstabmontage

Anbringen und Verschrauben der Kopf- und Fußstücke beenden die Brennelement-Montage. Das SWR-Brennelement wird zusätzlich noch von einem äußeren Zircaloy-Brennelementkasten umgeben, der normalerweise erst im Kernkraftwerk montiert wird.

Tabelle 5.19 gibt einen Überblick über die weltweit vorhandenen Fertigungsanlagen für Uran-Brennelementherstellung.

5.4.5 Fertigung von MOX-Brennelementen

MOX-Brennelemente

Die Rückführung des aus der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente angefallenen Plutoniums in Form von Mischoxid(MOX)-Brennelementen stellt einen wesentlichen Beitrag zur Entsorgung und zum Abbau des bereits vorhandenen Plutoniums dar. Die plutoniumhaltigen MOX-Brennelemente werden nach dem grundsätzlich gleichen Ablauf gefertigt wie Uran-Brennelemente. Unterschiede ergeben sich im wesentlichen nur für den vorderen Teil der Fertigung, nämlich für die Pulver-, Keramik- und Brennstabfertigung, die wegen der Radiotoxizität des Plutoniums bis zur völligen Umschließung des Kernbrennstoffs in den Brennstäben unter besonderen Vorkehrungen in dicht verkapselten Systemen ablaufen. Alle

Tabelle 5.19: Uran-Brennelement-Fertigungsanlagen weltweit

Land	Anlage	BE-Typ[a]	Standort	MTU/a
Belgien	FBFC	DWR	Dessel	400
Brasilien	Nuclei	DWR	Resende	100
Frankreich	FBFC	DWR	Romans-Sur-Isère	600
	FBFC	DWR	Pierrelatte	500
Deutschland	ANF(Siemens)	DWR, SWR	Lingen	400
Indien	NFC[b]		Hyderabad	25
Japan	JNF	SWR	Yokosuka City	750
	MNF	DWR	Tokai-Mura	440
	NFI	DWR	Kumatori	265
	NFI	SWR	Tokai-Mura	200
Korea	KNFC	DWR	Seoul,Taejeon	200
Spanien	ENUSA	DWR, SWR	Juzbado	200
Süd-Afrika	AEC	DWR	Pelindaba	100
Schweden	ABB-ATOM	DWR, SWR	Vasteras	400
England	BNFL	DWR	Springfields/Lancs.	200
U.S.A.	B&W[c]	DWR	Lynchburg/Va.	400
	ABB C-E	DWR	Windsor/Conn.	300
	ANF	DWR, SWR	Richland/Wash.	700
	General Electric	SWR	Wilmington/N.C.	1 100
	Westinghouse	DWR, SWR	Columbia/S.C.	1 150
Rußland	Mashcavod	WWER 440	Elektrostal	300
	Mashcavod	RBMK	Elektrostal	550
	CCP[d]	WWER 1000	Novosibirsk	600
Gesamt				9 880

[a] BE-Typ = Brennelementtyp.
[b] NFC = Nuclear Fuel Complex.
[c] Babcock & Wilcox Fuel Company.
[d] CCP = Chemical Concentrates Plant Inc.
Quelle: *NAC Fuel Trac*, 8/1993 (Stand: 12/1992).

Brennelement-Fertigungsanlagen

entsprechenden wesentlichen Fertigungsschritte erfolgen darin vollautomatisiert und computergesteuert.

Plutoniumoxid

Das Plutonium aus der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente kommt aus der Wiederaufarbeitungsanlage in Form von Plutoniumoxid zur MOX-Brennelementfabrik. Für die Verarbeitung von Plutoniumoxid wurde das sogenannte *OCOM-Verfahren* (Optimized co-milling) entwickelt, bei dem zunächst PuO_2- und UO_2-Pulver im Verhältnis von etwa 3 zu 7 miteinander vermischt und diese Mischung durch Mahlen ausreichend homogenisiert wird. Danach erfolgt ebenfalls durch Zumischung von UO_2-Pulver die Einstellung des gewünschten Plutoniumgehalts des MOX-Brennstoffs.

UO_2/PuO_2-Pulver

Handschuhkastentechnik

Für die Verkapselung der Fertigungseinrichtungen wird die bewährte *Handschuhkastentechnik* angewendet: Die einzelnen Fertigungsschritte er-

folgen danach in geschlossenen Kästen mit Fenstern, in die nur im Falle von Störungen oder Reparaturen mittels angeflanschter Gummihandschuhe eingegriffen werden kann. Ein Verbund solcher Handschuhkästen bildet das Fertigungssystem und befindet sich in einem besonders konzipierten, unter Unterdruck stehenden Raum (*Caisson*), der nur kontrolliert über Schleusen betreten werden kann. Die Caissons werden ihrerseits von einem Betongebäude umschlossen, das gegen die Auslegungsstörfälle wie Sicherheitserdbeben, Flugzeugabsturz und Druckwelle aus chemischen Reaktionen ausgelegt ist.

Die sich an die Herstellung der MOX-Brennstäbe anschließenden Fertigungsschritte entsprechen denen der Uranbrennelementfertigung.

Tabelle 5.20 gibt einen Überblick über die weltweit vorhandenen Fertigungskapazitäten für MOX-Brennelementherstellung.

Kapazität für MOX-Fertigung

Tabelle 5.20: MOX Brennelement-Fertigungskapazitäten weltweit

Land	1992	1993	1995	2000	2005	2010
	Alle Werte in t SM/a					
Belgien	35	35	70	70	70	70
Frankreich	15	15	135	195	195	195
Japan[a]	9	9	9	27	27	27
England[b]	0	2	8	120	120	120

[a] Einschließlich MOX-Brennelemente für Advanced Thermal Reactors (ATR).
[b] Schätzwerte.

5.4.6 Qualitätssicherungssystem

Wegen der von den Brennelementen geforderten hohen Betriebszuverlässigkeit hat die *Qualitätssicherung* bei der Auslegung und der Fertigung der Brennelemente einen herausragenden Stellenwert: Umfassende Beherrschung und Optimierung aller relevanten Prozesse sowie ein System von Überwachungen und Prüfungen in bzw. nach den einzelnen Prozeßschritten sichern die Qualität der Prozesse und Produkte.

Qualitätssicherungssystem

Dabei umfaßt das *Qualitätssicherungssystem* Auslegung und Konstruktion, Fertigung, Prüfung, Versand und Transport sowie Vertrieb und Brennelement-Service. Wesentliche Schritte dabei sind auch die Auswahl, Spezifizierung und Prüfung von Ausgangsmaterialien, die Auswahl und Qualifikation der einzelnen Auftragnehmer und der Prozesse und Verfahren für Fertigung und Prüfung und der Erfüllung aller definierter Qualitätsanforderungen.

Qualitätsdokumentation

Die einzelnen Qualitätssicherungsmaßnahmen bzw. das Qualitätssicherungssystem sind in einem *QS-Handbuch* und den dazugehörenden *QS-Anweisungen* dokumentiert. Das Qualitätssicherungssystem deckt dabei die jeweils gültigen Fassungen der nationalen und internationalen Regeln ab, wozu insbesondere die folgenden gehören:

Leichtwasserreaktor-Brennelemente

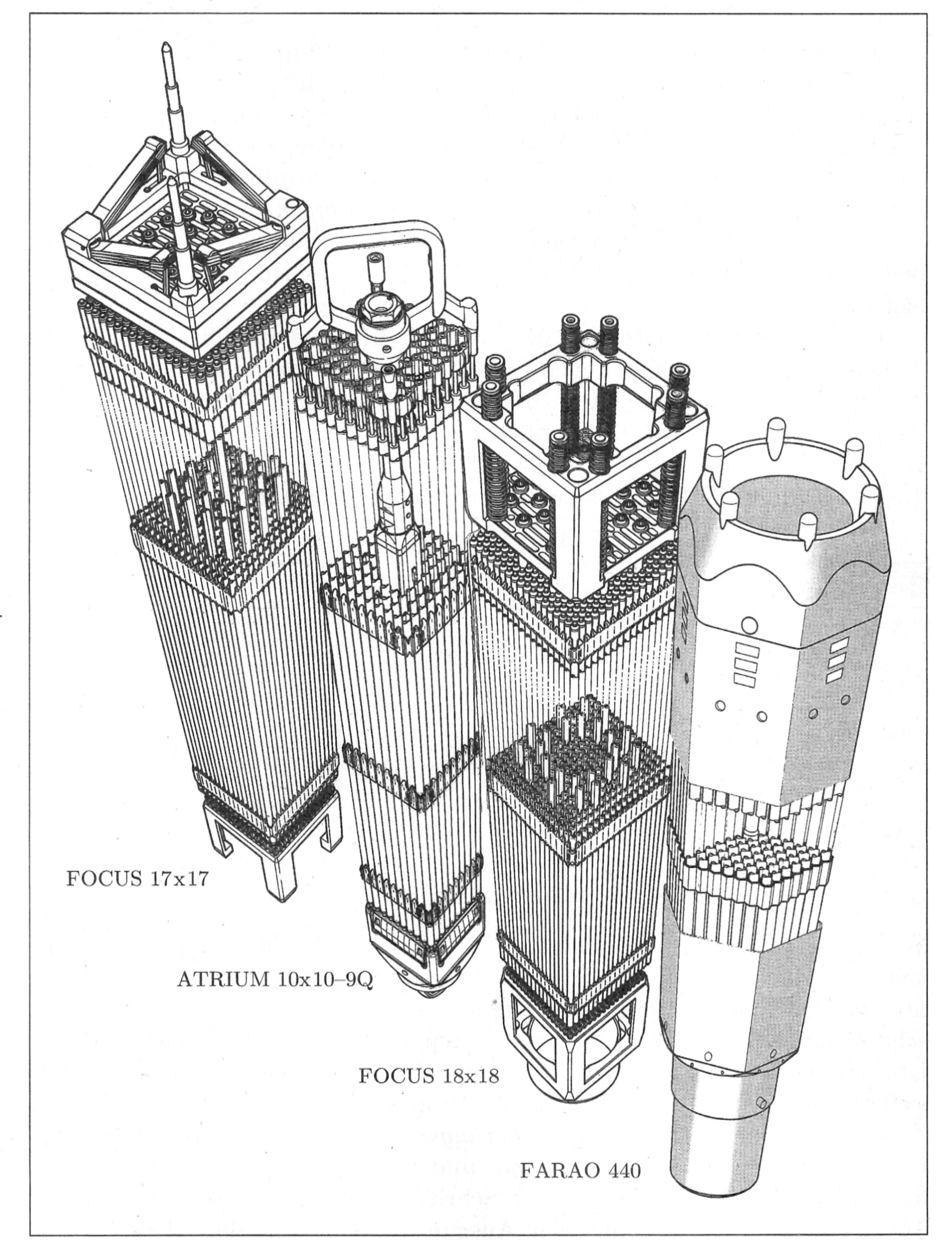


Abbildung 5.20: Brennelement-Typen für Leichtwasserreaktoren.
Foto: Siemens AG Energieerzeugung (KWU).

- DIN ISO 9001 des Deutschen Instituts für Normierung (DIN) und der International Organization for Standardization (ISO),
- Europa-Norm EN 29001,
- IAEA 50-C-QA der International Atomic Energy Agency (IAEA),
- KTA 1401 des Kerntechnischen Ausschusses (KTA),
- USNRC-Standard 10 CFR 50, App. B.

5.4.7 Brennelement-Service

Brennelemente und andere Kernbauteile weisen heute einen hohen Qualitätsstandard und – verglichen mit konventionellen Produkten – eine extrem niedrige Schadensrate auf. Im Reaktorbetrieb bzw. bei der Handhabung der Brennelemente und Kernbauteile können an ihnen jedoch immer noch vereinzelt Schäden auftreten. Somit ist eine regelmäßige Kontrolle der Brennelemente und der anderen Kernbauteile auf Unversehrtheit und Betriebstüchtigkeit erforderlich, damit Beschädigungen rechtzeitig erkannt, deren Ausweitung verhindert und ihre Folgen für den Reaktorbetrieb durch geeignete sofortige Gegenmaßnahmen minimiert werden. In diesem Sinne hat der Brennelement-Service die Aufgabe, zur maximalen Betriebssicherheit und -zuverlässigkeit des Reaktorkerns und damit auch zur Minimierung des zu entsorgenden nuklearen Abfalls sowie der Strahlenbelastung von Einrichtungen und Betriebspersonal beizutragen. Die Hauptarbeitsgebiete des Brennelement-Service sind:

hoher Qualitätsstandard

maximale Betriebssicherheit und -zuverlässigkeit

- Inspektion von Brennelementen und anderen Kernbauteilen,
- Dichtheitsprüfung (»Sipping«) der Brennelemente,
- Reparatur von Brennelementen,
- Spezielle Untersuchungen und Messungen an Brennelementen und anderen Kernbauteilen im Brennelement-Lagerbecken des Kernkraftwerks bzw. in Laboratorien.

Der Brennelement-Service erfordert besonders qualifiziertes und geschultes Personal sowie die ständige Weiterentwicklung der Service-Einrichtungen und -geräte. Die Ergebnisse der Brennelement-Service-Einsätze kommen nicht nur unmittelbar der Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit des Reaktorbetriebs, sondern auch der Weiterentwicklung der Brennelemente zugute.

Zuverlässigkeit
Wirtschaftlichkeit
Weiterentwicklung

5.4.8 Der Markt für Brennelemente

In den wichtigsten Industrieländern ist die Brennelementherstellung eine seit langem erprobte und industriell angewandte Technik mit nationalen, aber auch internationalen Teilmärkten. Die *Folgen weltweit revidierter Kernkraftwerksprogramme* mit z.T. drastisch verringerten Zubauraten haben auch Auswirkungen auf den Brennelementmarkt. Obwohl nicht übersehen werden darf, daß in einigen wenigen Ländern der Kernkraftwerksausbau in beträchtlichem Umfang voranschreitet, ist der Weltmarkt als Ganzes gesehen jedoch z.Z. durch Überkapazitäten gekennzeichnet und in den zugänglichen Teilmärkten stark umkämpft.

revidierte Kernkraftwerksprogramme

Überkapazitäten

Diese Situation wird noch dadurch verschärft, daß die innovativen Maßnahmen zur Erreichung einer noch höheren Wirtschaftlichkeit – wie verbesserte Brennstoffnutzung, höhere Abbrände, besseres Lastwechselverhalten, und verlängerte Betriebszyklen – zu einer stetigen Verringerung des Brennstoffverbrauchs pro erzeugter Kilowattstunde geführt haben. Diese Entwicklung ist noch nicht abgeschlossen.

bessere Ausnutzung der Fertigungskapazitäten und ausreichende Versorgung

Vergleicht man die weltweite Entwicklung der Fertigungskapazitäten für Uran-Brennelemente mit der des Brennelementbedarfs, so zeigt sich, daß es in den kommenden Jahren nur langsam zu einer besseren Ausnutzung der Fertigungskapazitäten kommen kann. *Daher kann eine auf absehbare Zeit ausreichende Versorgung mit Brennelementen zu wirtschaftlich günstigen Bedingungen als gesichert angesehen werden.*

5.5 Entsorgung

Bearbeitet von Ernst Robinson

5.5.1 Entsorgung als unverzichtbarer Teil des Betriebes der Kernkraftwerke

5.5.1.1 Entsorgungsvorsorge

In Deutschland kommt der friedlichen Nutzung der Kernenergie eine bedeutende Rolle zu. 1994 wurden in der öffentlichen Stromversorgung der alten Bundesländer bereits rund 34 % der Elektrizität durch Kernkraftwerke erzeugt. Ende 1994 betrug die installierte Kernkraftwerksleistung rund 23 000 MWe (20 Blöcke). In den alten Bundesländern ist allerdings kein Kernkraftwerk mehr im Bau. Die letzten Blöcke des sogenannten Konvoi-Typs sind 1988 in Betrieb gegangen. In den neuen Bundesländern sind alle Kernkraftwerke – sämtlich sowjetischer Bauart – vom Netz genommen und werden stillgelegt.

Notwendigkeit einer gesicherten Entsorgung

In Betrieb befindliche Kernkraftwerke müssen einerseits mit nuklearem Brennstoff *versorgt* und andererseits von ausgedienten Brennelementen *entsorgt* werden. Eine *gesicherte Entsorgung* ist eine Voraussetzung für die Nutzung der Kernenergie. *Ausgedient*, *abgebrannt* oder auch *bestrahlt* werden Brennelemente genannt, die in der vorliegenden Zusammensetzung aufgrund der Physik des Kernreaktors nicht mehr zur Energieerzeugung herangezogen werden können. Sie enthalten allerdings noch Energierohstoffe, die wiederverwendet werden können.

Kommerziell werden in Deutschland heute nur Kernkraftwerke eingesetzt, deren Dampferzeugersysteme von Leichtwasserreaktoren (LWR) angetrieben werden. Aus diesem Grunde soll hier die Entsorgung dieses Kernkraftwerktyps als Referenz genommen werden. Pro Jahr werden bei einem 1 000 MWe LWR-Block ca. 22 t ausgedienter Brennelemente entladen. Durch Erhöhung des Abbrandes der Brennelemente soll die Entlademenge ausgedienter Brennelemente auf rund 18 t pro 1 000 MWe zurückgeführt werden. Dieses Ziel haben sich die deutschen Kernkraftwerksbetreiber für das Jahr 2000 gesteckt.

Wenn die Entsorgung der Kernkraftwerke nicht heute angepackt würde, müßten zukünftige Generationen *Altlasten* übernehmen. Sie würden große Mengen von ausgedienten Brennelementen vorfinden und müßten für deren Beseitigung Sorge tragen. Ein solches Handeln war und ist in Deutschland nicht verantwortbar.

Die amtliche deutsche Definition[21] der Entsorgung der Kernkraftwerke von ausgedienten Brennelementen lautet wie folgt:

> »Entsorgung ist die sachgerechte und sichere Verbringung der während der gesamten Betriebszeit der Anlage anfallenden bestrahlten Brennelemente in ein für diesen Zweck geeignetes Lager mit dem Ziel ihrer Verwertung durch Wiederaufarbeitung oder ihrer Behandlung zur Endlagerung ohne Wiederaufarbeitung und die Behandlung und Beseitigung der hierbei erhaltenen radioaktiven Abfälle.«

Im einzelnen muß ein Kernkraftwerk für eine Betriebszeit von sechs Jahren im voraus nachweisen, wo die ausgedienten Brennelemente verbleiben und wie sichergestellt wird, daß die anfallenden radioaktiven Abfälle sicher in ein Endlager verbracht werden. Ohne einen Nachweis, der zudem jedes Jahr fortgeschrieben werden muß, erhält bzw. behält ein Kraftwerk nicht seine Betriebsgenehmigung. Für den *Entsorgungsweg mit Wiederaufarbeitung* muß vorweg nachgewiesen werden, daß die wiederverwertbaren Brennstoffe auch zum Einsatz kommen werden.

Entsorgungsvorsorge

Als Indiz für die deutsche Pionierrolle bei der Kopplung zwischen der Genehmigung des Baus von Kernkraftwerken und der Sicherstellung der Entsorgung mag auch angesehen werden, daß das Wort »Entsorgung« unverändert in den englischen und den französischen Sprachgebrauch übergegangen ist.

5.5.1.2 Entsorgungswege

Bis zur Novellierung des Atomgesetzes Mitte 1994 hatte die Wiederaufarbeitung bestrahlter, das heißt ausgedienter Brennelemente *Vorrang vor der Entsorgung ohne Wiederaufarbeitung*, wenn die Verwertung der Brennelemente schadlos durchführbar und wirtschaftlich vertretbar ist.

schadlose Verwertung

Für ausgediente Brennelemente aus LWR-Kernkraftwerken, d.h. aus Druck und Siedewasserreaktor-Kernkraftwerken, gibt es grundsätzlich zwei Entsorgungswege und zwar den mit *Wiederaufarbeitung* und den Weg der *Direkten Endlagerung.* Damit entsteht für den nuklearen Brennstoff bei der Entsorgung über den Wiederaufarbeitungsweg der in Abbildung 5.21 wiedergegebene Kreislauf. Die wiederverwertbaren Energierohstoffe Uran und Plutonium werden zur Herstellung neuer Brennelemente – und damit zur Versorgung von Kernkraftwerken, insbesondere auch LWR-Kernkraftwerken – genutzt. Die bei der Wiederaufarbeitung anfallenden radioaktiven Abfälle werden in endlagergerechte Formen überführt und dann in einem Endlager auf Dauer, ohne Kontakt zur Biosphäre gelagert. Bei der Direkten Endlagerung werden die ausgedienten Brennelemente direkt – daher die Wortwahl für die Bezeichnung des Entsorgungsweges – in eine endlagergerechte Form konditioniert.

[21] BMI: *Bekanntmachung der Grundsätze zur Entsorgungsvorsorge für Kernkraftwerke*, Der Bundesminister des Innern, Bonn, März 1980.

Schema der Entsorgungswege

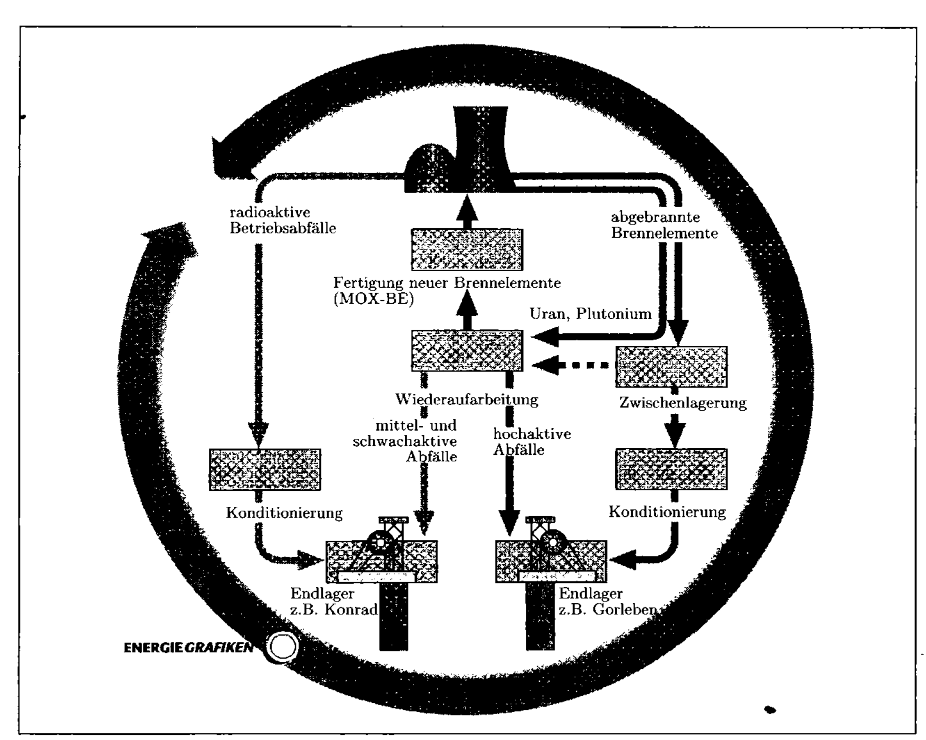


Abbildung 5.21: Entsorgungswege für ausgediente Brennelemente mit Wiederaufarbeitung und über die Konditionierungsanlage zur Direkten Endlagerung.

Durch die bereits erwähnte Novellierung des Atomgesetzes Mitte 1994 wurde die *Gleichberechtigung der Entsorgungswege* mit und ohne Wiederaufarbeitung festgeschrieben. Die deutschen Kernkraftwerksbetreiber können heute nach unternehmerischen Gesichtspunkten entscheiden, ob die Direkte Endlagerung und die Wiederaufarbeitung als Entsorgungsweg für ausgediente Brennelemente eingeschlagen werden soll.

Entsorgung von Prototypreaktoren

Für Prototypen fortschrittlicher Reaktorlinien, d.h. Hochtemperaturreaktoren und Schnellbrüterreaktoren, gelten besondere *Entsorgungsvorsorgeregelungen.* Brennelemente aus Hochtemperaturreaktoren können entsprechend dem Stand der Technik absehbar nicht wieder aufgearbeitet werden. Diese Brennelemente sind ohne Wiederaufarbeitung zur Endlagerung vorgesehen. Das Potential von Schnellbrüter-Reaktoren zur Elektrizitätserzeugung kann nur genutzt werden, wenn deren Brennelemente der Wiederaufarbeitung zugeführt werden.

§ 9a Abs. 1 Atomgesetz legt auch fest, daß allem voran die Kernkraftwerksbetreiber für die Entsorgung zuständig sind (*Verursacherprinzip*) und die Kosten hierfür insgesamt – also auch für die in staatlicher Verantwortung zu errichtenden Endlager (§§ 27a ff. Atomgesetz) zu tragen haben. Die Kosten der Entsorgung der Kernkraftwerke sind weiterhin den Stromerzeugungskosten zuzurechnen.

5.5.2 Die Entsorgung der Kernkraftwerke in Deutschland

5.5.2.1 Energiekonsens in Deutschland

Das die gesetzlichen Regelungen des Atomgesetzes ausführende *Entsorgungskonzept der Bundesregierung* ist durch den »Beschluß der Regierungschefs von Bund und Ländern zur Entsorgung der Kernkraftwerke« vom 28. September 1979 bestätigt und in Übereinstimmung mit den Ländern in den »Grundsätzen zur Entsorgungsvorsorge für Kernkraftwerke« vom 19. März 1980 konkretisiert worden.

In dem Bund-/Länderbeschluß von 1979, der einstimmig gefaßt wurde und der das sogenannte deutsche integrierte Entsorgungskonzept begründete, heißt es u.a., daß eine deutsche Wiederaufarbeitungsanlage zügig errichtet werden sollte und daß andere Entsorgungstechniken, wie die »Direkte Endlagerung«, untersucht werden sollten.

integriertes Entsorgungskonzept

Dieser entsorgungspolitische Konsens wird inzwischen nicht mehr von allen Beteiligten mitgetragen. Mehrere Energieversorgungsunternehmen haben daraufhin erklärt, für ihre Entscheidung über den Bau neuer Kernkraftwerke sei ein breiter energiepolitischer Konsens erforderlich. Da dieser gegenwärtig nicht vorhanden ist, verfolgen sie ihre ursprünglichen Pläne zum Bau neuer Kernkraftwerke zunächst nicht weiter.

Die öffentliche Debatte über die Notwendigkeit und Verantwortbarkeit der weiteren Kernernergienutzung hält zwischen den politischen Parteien und anderen gesellschaftlich relevanten Gruppierungen an. Bisherige Kernenergiebefürworter sind durch die Aufgabe der nationalen Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf und durch die Stillegung des THTR 300 verunsichert.

Seit 1993 wurde von den in den Ländern und im Bund in der politischen Regierungsverantwortung stehenden Parteien in langwierigen außerparlamentarischen Verhandlungen mit Unterstützung der Energiewirtschaft der Versuch unternommen, einen *Energiekonsens* zu finden. Im Ergebnis scheiterten diese Gespräche. Die verantwortliche Politik betont aber, einen Konsens weiterhin anzustreben und entsprechende Verhandlungsrunden wieder einzuleiten. Da die Ausgangspositionen von einerseits »Ausstieg aus der Kernenergie« und andererseits »Aufrechterhaltung der Option Kernenergie« weit auseinanderliegen, ist eine verläßliche Prognose auf den Ausgang neuer Konsensgespräche nicht möglich.

5.5.2.2 Entsorgungskonzepte

Für die Realisierung des deutschen *integrierten Entsorgungskonzeptes* war die Entscheidung der deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, das Projekt der Errichtung einer deutschen Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf aufzugeben, eine Zäsur. Diese Entscheidung fiel im Frühjahr 1989. Die deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen gaben nach eigenen Angaben insbesondere deshalb das Projekt auf, weil sie nicht sicher waren, ob und gegebenenfalls wann die mit erheblichen Investitionen

WAA Wackersdorf

verbundene Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf (Investitionskosten in der Größenordnung von 10 Mrd. DM) in den Betrieb gehen würde. Diese Unkalkulierbarkeit ist zum Teil die Folge des deutschen Genehmigungsverfahrens und zum anderen Teil Folge politischer Widerstände.

COGEMA

Darüber hinaus boten die europäischen Wiederaufarbeiter, zuvorderst die französische Firma COGEMA, den deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen an, bei Ausfall der Kapazität der Wackersdorf-Anlage (350 t/a) entsprechende Wiederaufarbeitungsdienstleistungen bereitzustellen. Diesen Weg schlugen die deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen ein. Die nukleare Entsorgung mit Wiederaufarbeitung der ausgedienten Brennelemente wird heute von den deutschen Kernkraftwerksbetreibern als eine die nationalen Grenzen überschreitende, europäische Aufgabe gesehen. Diese Sicht ist konsistent mit dem Bestreben der Europäischen Union, eine bessere Integration des von Handelsbarrieren befreiten Energiemarktes zu erreichen. Hierdurch soll eine höhere Versorgungssicherheit, wozu notwendig auch die Entsorgungssicherheit gehört, bei verringerten Kosten gewährleistet werden, um insgesamt die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Diese Sicht wird von der deutschen Bundesregierung geteilt.

Verträge mit COGEMA und BNFL

Die Bundesregierung hat Mitte 1991 verlautbart, daß (Stand September 1990) rund 6 400 t ausgedienter Brennelemente von COGEMA und rund 2 200 t von BNFL aufgearbeitet werden sollen. Die von den deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen abgeschlossenen Wiederaufarbeitungsverträge enthalten zusätzliche Optionen und umfassen den Zeitraum bis zum Jahr 2015.

Damit ist bis zur Jahrtausendwende praktisch die gesamte Entsorgung der ausgedienten Brennelemente deutscher Kernkraftwerke über die Wiederaufarbeitung in Frankreich und Großbritannien abgesichert. Die Kosten der Entsorgungsdienstleistungen der europäischen Wiederaufarbeiter belasten den Strompreis mit 0,8 Pf/kWh[22,23,24].

Wiederaufarbeitung in La Hague

Vertraglich vereinbart und zwischenstaatlich abgesichert ist die Rücknahme dieser Abfälle und nachfolgender Zwischen- und Endlagerung in Deutschland. Um welche Mengen es sich dabei handelt, ist in der Tabelle 5.21 am Beispiel »Wiederaufarbeitung in La Hague« wiedergegeben.

WAK Karlsruhe

Infolge der *Aufgabe des nationalen Wiederaufarbeitungsprojektes Wackersdorf* wurde dann auch Ende 1990 der Wiederaufarbeitungsbetrieb der Karlsruher Pilot-Wiederaufarbeitungsanlage (WAK) beendet. Diese Anlage hat über die Betriebszeit von rund 20 Jahren insgesamt 200 t Brennstoff ausgedienter Brennelemente mit Erfolg aufgearbeitet.

---

[22] H. J. Dibbert: *Zum Stand der Entsorgung deutscher Kernkraftwerke durch Verträge mit COGEMA bzw. BNFL*, Jahrestagung Kerntechnik 1992.

[23] OECD Nuclear Energy Agency (NEA): *The Economics of the Nuclear Fuel Cycle*, Paris 1994.

[24] I. Hensing und W. Schulz: *Simulation der Entsorgungskosten aus deutscher Sicht*, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, Januar 1995.

Tabelle 5.21: Mengen von konditionierten Abfällen pro 1 000 t wiederaufgearbeiteten Brennstoffs, die zur Endlagerung nach Deutschland zurückgebracht werden[a] am Beispiel der Wiederaufarbeitung in der COGEMA Anlage UP3 in La Hague, Frankreich[b]

Endzulagernde Abfälle	Abfallvolumina in m^3	Gebinde Anzahl	Gebinde Art
Verglaste Spaltprodukte und unlösliche Rückstände	135	800	Kokillen
Zementierte Hülsen und Strukturteile	700	400	Fässer
Bituminierte MAW-Fällschlämme	2 900	750	Container
Zementierter alphahaltiger LAW, fest	6 100	700	Container
Zementierter, kompaktierter LAW	5 100	7 600	Fässer
Gesamtsumme	14 935	10 250	Gebinde

[a] K. Janberg und R. Weh: *Rücknahme und Verbleib radioaktiver Abfälle*, atw. 1/91, S. 41.
[b] COGEMA hat verlautbart, daß in Folge von Verfahrensoptimierungen die Volumina der rückzunehmenden Abfälle in einigen Jahren drastisch reduziert werden. Im Prinzip fallen nur noch Kokillen mit verglasten Abfällen sowie mit kompaktierten Hülsen und sonstigen Technologieabfällen an.

konditionierte Abfallmengen

Die Entsorgung der ausgedienten Brennelemente der stillgelegten Kernkraftwerke in den neuen Bundesländern muß noch abschließend gelöst werden. Derzeit lagern an dem Standort Lubmin bei Greifswald Brennelemente mit rund 600 t Brennstoff. Bis Mitte der 80er Jahre hatte die ehemalige Sowjetunion die Brennelemente, insgesamt mit 300 t Brennstoff, zurückgenommen. Danach kam sie ihren vertraglich vereinbarten Verpflichtungen nicht mehr nach. Erschwert wird die Lage dadurch, daß das bis 1995 genehmigte Brennelement-Naßzwischenlager in Greifswald nicht den westdeutschen Genehmigungsanforderungen entspricht, z.B. ist das Lager nicht gegen Flugzeugabsturz ausgelegt. Geplant wird die Errichtung eines neuen Zwischenlagers moderner Bauart, wie es beispielsweise in Gorleben steht.

5.5.3 Zwischenlagerung ausgedienter Brennelemente

Zwischenlagerung

Ein wichtiger Entsorgungsschritt für ausgediente Brennelemente vor Wiederaufarbeitung oder vor der Konditionierung zur Direkten Endlagerung ist die *Zwischenlagerung.* Brennelemente, die zu den europäischen Wiederaufarbeitern transportiert werden, werden vorher mindestens ein Jahr in Lagerbecken der Kernkraftwerke gelagert. Die deutschen Kernkraftwerksbetreiber können auch die Zwischenlager in Ahaus und Gorleben als einen Entsorgungsschritt auf dem Wege zu direkten Endlagerung nutzen, die für die Zwischenlagerung von jeweils 1 500 t Uran genehmigt sind. Eine Erhöhung der Lagerkapazität ist beantragt. In dem Zwischenlager Ahaus werden auch

BE-Zwischenlager Ahaus (BZA)



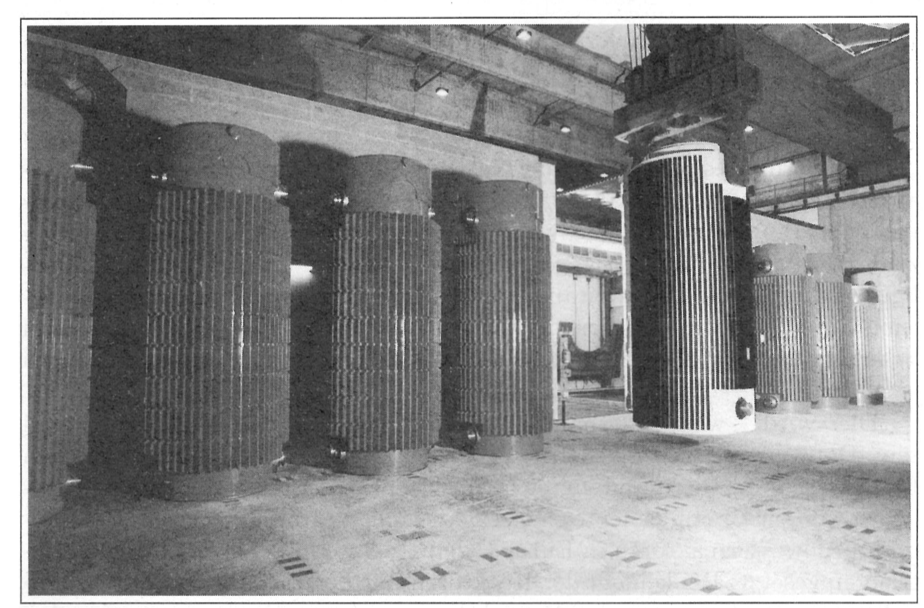
Abbildung 5.22: Ein Blick in das Brennelementzwischenlager Ahaus, in dem bereits 361 CASTOR-Behälter mit ausgedienten Brennelementen aus dem THTR 300 lagern.
Photo: Brennelementzwischenlager Ahaus GmbH (BZA).

die ausgedienten Brennelemente des Hochtemperaturreaktors THTR 300 zwischengelagert (s. Abbildung 5.22). Überdies wird in Ahaus ein weiteres, großes Zwischenlager geplant mit dem Ziel der Inbetriebnahme um die Jahrtausendwende. In dieser neuen Einrichtung ist insbesondere die Zwischenlagerung von schwach- und mittelaktiven Abfällen aus der Wiederaufarbeitung, die von Frankreich und Großbritannien zurückzuführen sind, vorgesehen. Es soll auch die Option geschaffen werden, entsprechend der Entwicklung des Entsorgungsbedarfs weitere ausgediente Brennelemente zwischenzulagern.

In Deutschland wurde für den Transport und die Zwischenlagerung von ausgedienten Brennelementen die *CASTOR-Behälter*[25] entwickelt. Abbildung 5.23 zeigt einige CASTOR-Behälter während der Erprobungsphase im Brennelementlager Gorleben.

Das für die Herstellung der schweren Behälterkörper verwendete Grundmaterial ist *Sphäroguß* – duktiles Gußeisen mit kugelförmig ausgebildetem Graphit. Die Behälter sind so ausgelegt, daß sie selbst einem Flugzeugabsturz standhalten, wodurch es nicht erforderlich war, daß sie umgebende Lagergebäude gleichfalls flugzeugabsturzsicher zu errichten.

[25] CASTOR steht für *Cask for storage and transport of radioactive material*.



CASTOR-Behälter im BE-Zwischenlager Gorleben (BLG)

Abbildung 5.23: CASTOR-Behälter für die Zwischenlagerung ausgedienter Brennelemente während der Erprobung im Brennelementlager Gorleben.
Photo: Brennelementlager Gorleben GmbH (BLG).

Um die Sicherheit der Behälter in der Praxis zu testen, wurden sie extrem harten Prüfungen ausgesetzt. Hierzu gehörten Fall- und Brandversuche, die in ihren Anforderungen allen in Wirklichkeit möglichen Unfällen weit darüber hinaus gingen. Die Ergebnisse aller Härtetests zeigten, daß die CASTOR-Behälter selbst unter extremen Bedingungen für Transport und langfristige Lagerung von ausgedienten Brennelementen funktionsfähig und absolut dicht bleiben. Wenn dennoch vorgesehen ist, diese Dichtheit auch während der Aufbewahrung der Behälter in den Brennelementzwischenlagern ständig zu überwachen, so entspricht dieses den in der Kerntechnik üblichen hohen Sicherheitsstandards.

5.5.4 Wiederaufarbeitung als klassische Form der Entsorgung

5.5.4.1 Plutonium-Rezyklierung

Von Anbeginn der friedlichen Nutzung der Kernenergie bis weit in die 80er Jahre galt es als selbstverständlich, daß ausgediente Brennelemente nach ihrer Entladung aus dem Reaktor so rasch wie technisch möglich wiederaufzuarbeiten seien. Die rasche Wiederaufarbeitung galt nicht nur technisch als eine Selbstverständlichkeit, sondern sie bot unter den damaligen wirtschaftlichen Vorstellungen auch die Aussicht auf eine rasche Realisierung wirtschaftlicher Vorteile. Die eindeutig positive Einstellung zur

Zweckmäßigkeit der Wiederaufarbeitung ist in den vergangenen Jahren einer eher abwägenden bis skeptischen Beurteilung gewichen. Ein Anlaß für eine kritische Bewertung der Wiederaufarbeitung ist die Frage, wie die wiedergewonnenen Stoffe Uran und Plutonium zu verwenden sind.

Die Verunsicherung über die Nutzung der Produkte aus der Wiederaufarbeitung rührt vor allem von der Tatsache her, daß sich die kommerzielle Einführung von Schnellbrüterreaktor-Kernkraftwerken um Jahrzehnte verzögern wird. Bis vor wenigen Jahren bestand nahezu einhellige Meinung, daß der weitaus größte Teil des bei der Wiederaufarbeitung von Leichtwasserreaktor-Brennelementen anfallende Plutoniums, in Schnellbrüterreaktoren eingesetzt und von diesen dringend benötigt werden würde.

Plutonium

Dies wird – wenn überhaupt – erst im nächsten Jahrhundert der Fall sein. Dafür aber liegen mit der *thermischen Rezyklierung des Plutoniums* in Leichtwasserreaktoren umfangreiche positive Erfahrungen vor. Seit 1963 bis heute werden Brennelemente mit rezykliertem Plutonium in Druckwasser- und Siedewasserreaktoren in Europa, den USA und Japan im normalen Betrieb eingesetzt. Bei keinem der Reaktoren hat der Einsatz von plutoniumhaltigen Brennelementen den Betrieb beeinträchtigt. Die nach eingehenden Studien getroffene Entscheidung des weltgrößten Kernkraftwerksbetreibers, der Électricité de France, und großer deutscher Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Plutonium in vollem Umfang in ihren bestehenden Kernkraftwerken einzusetzen, ist ein markanter Beweis für die technische und wirtschaftliche Rechtfertigung der thermischen Plutonium-Rezyklierung.

thermische Rezyklierung

5.5.4.2 Zusammensetzung von ausgedienten Brennelementen

Das Grundmotiv für die Wiederaufarbeitung von Brennstoffen soll anhand von Tabelle 5.22 erläutert werden. In dieser Tabelle ist die Zusammensetzung von frischen und von ausgedienten Brennelementen dargestellt. Es wird ersichtlich, daß in ausgedienten Brennelementen noch rund 94 % Uran mit einem Gehalt vom spaltbaren Isotop U-235 wie etwa natürliches Uran (0,71 %) vorhanden ist. Darüber hinaus ist während des Reaktorbetriebs aus einem Teil des Uran 238 der Energierohstoff Plutonium geworden. Sowohl Uran als auch Plutonium lassen sich mit Hilfe der Wiederaufarbeitung wiederverwenden. Die verbleibende Menge von nicht mehr zur Energieerzeugung nutzbaren *Spaltprodukten*, ca. 3,5 %, kann durch spezifische Abfallbehandlungsmethoden in endlagerfähige Gebinde eingebracht werden.

Energierohstoff Plutonium

Leicht- und mittelradioaktive Abfälle werden zementiert, hochradioaktive Abfälle verglast. Hervorzuheben ist, daß durch die Abtrennung von Uran und Plutonium aus den ausgedienten Brennstoffen das Gefährdungspotential der endgültig zu lagernden radioaktiven Abfälle erheblich reduziert wird.

Die Rezyklierung des Plutoniums durch Fertigung von *Mischoxidbrennelementen* und Einsatz dieser Brennelemente zur Energieerzeugung in Kernkraftwerken vermindert drastisch die Menge des Plutoniums. Die Rezyklie-

Tabelle 5.22: Typische Zusammensetzung frischer und ausgedienter LWR-Brennelemente (BE)

Element	% in frischen BE	% in ausgedienten BE
U-235	3,3	0,76
U-236		0,44
Pu-239[a]		0,51
Pu-240		0,23
Pu-241[a]		0,12
Pu-242		0,04
Np, Am, Cm		0,1
Spaltprodukte		3,5
U-238	96,7	94,3

[a] Pu-239 und Pu-241 sind durch Neutroneneinfang spaltbar.

Zusammensetzung frischer und ausgedienter LWR-BE

rung ist eine aktive Maßnahme, das Plutonium zu vernichten und damit am wirkungsvollsten den Mißbrauch von Plutonium zu verhindern. Zudem werden Energieressourcen geschont.

5.5.4.3 Internationale Kontrolle

In der Vergangenheit wurden – und zwar nur im Ausland – auch Brennelemente wiederaufgearbeitet, um Plutonium für die Waffenfertigung zu gewinnen. Mit dieser Aufgabenstellung wurden beispielsweise die »plutogenen Reaktoren« in Calder Hall/England und Marcoule/Frankreich konzipiert und gefahren. Durch kurze Verweilzeiten der Brennelemente im Reaktor ist dabei zwar die Plutoniumausbaurate insgesamt gering, der Anteil des spaltbaren Plutoniums an der Gesamtplutoniummenge aber recht hoch. Die Bundesrepublik Deutschland hat ihren Verzicht auf die Produktion von Nuklearwaffen international erklärt und wird daran auch über das Jahr 1995, d.h. die Laufzeit des Nichtverbreitungsvertrages, hinaus festhalten.

Verzicht auf Nuklearwaffen

Sämtliche Nuklearanlagen stehen in Deutschland folgerichtig unter der Kontrolle der IAEO sowie von EURATOM. Die Nichtverbreitung waffentauglichen Materials ist kein technisch, sondern politisch zu lösendes Problem.

5.5.4.4 Zivile Wiederaufarbeitung

Heute stellt sich die Lage bei der zivilen Wiederaufarbeitung in einem günstigen Licht dar.

In Frankreich wurde der Ausbau bzw. Bau zweier neuer Wiederaufarbeitungsanlagen, der UP2-800 und der UP3 in La Hague, energisch in Angriff genommen. Die UP3-Anlage hat die Inbetriebnahme hinter sich und hat bereits den kommerziellen Betrieb mit Erfolg aufgenommen. Die UP2-800 ist im Herbst 1994 heiß in Betrieb genommen worden.

UP2-800 und UP3

Die Betriebserfahrungen der Franzosen mit der UP2-Anlage in La Hague, die seit 1977 teilweise, seit Anfang 1985 ausschließlich für die Wiederauf-

arbeitung von LWR-Brennelementen betrieben wird (Durchsatz 400 t/a), schon mit der neuen UP3-Anlage sind so zufriedenstellend, daß die Franzosen davon ausgehen, daß sowohl die UP2-800 als auch die UP3-Anlage nach einigen Jahren Betrieb im Mittel 800 t/a durchsetzen können. In der zweiten Hälfte der 90er Jahre steht dann in Frankreich eine Wiederaufarbeitungskapazität von 1 600 t/a für ausgediente LWR-Brennelemente zur Verfügung.

Die Kapazität der UP3-Anlage wird von den Franzosen für ausländische Elektrizitätsversorgungsunternehmen angeboten. U.a. lassen Kernkraftwerksbetreiber aus Deutschland und aus Japan in La Hague wiederaufarbeiten. Die ersten 10 Jahre Betrieb der UP3-Anlage sind bereits ausgebucht.

THORP-Anlage

In Großbritannien ist die THORP-Anlage in Sellafield im Jahr 1994 heiß in Betrieb genommen worden. Über die ersten zehn Jahre Betriebszeit sollen rund 7 000 t ausgedienter Brennelemente durchgesetzt werden, wovon 4 000 t Kapazität von Kunden aus dem Ausland, auch aus Deutschland, gekauft wurden. Wenn in jüngster Zeit von einigen deutschen Elektrizitätsversorgungsunternehmen bestehende Wiederaufarbeitungsverträge mit BNFL gekündigt wurden, so hängt diese mit der durch die 1994 erfolgte Änderung des Atomgesetzes zusammen, wonach die direkte Endlagerung ausgedienter Brennelemente auch als rechtmäßige Entsorgungslösung anerkannt wird.

Auch in Japan wird die großtechnische Wiederaufarbeitung vorangetrieben. Im April 1985 wurde ein Standort im Norden der Hauptinsel Honschu, in der Präfektur Aomori, festgelegt. Geplant ist eine Anlage mit einem Durchsatz von 800 t/a. Damit hätten dann die Japaner neben der Pilotanlage in Tokai Mura, Durchsatz nominal 200 t/a, ihre erste kommerzielle Wiederaufarbeitungsanlage, Inbetriebnahme voraussichtlich im Jahr 2002 oder etwas später, die für die Entsorgung der japanischen Kernkraftwerke zur Verfügung steht. Im Frühjahr 1994 wurde mit dem Bau der Anlage, und zwar mit dem Eingangslager für Brennelemente auf dem Standort Rokkasho Mura begonnen.

Wiederaufarbeitungsanlagen in Japan

In Tabelle 5.23 sind die Kapazitäten der erwähnten kommerziellen Wiederaufarbeitungsanlagen zusammengestellt. In den 70er Jahren war die industrielle Wiederaufarbeitung von Leichtwasserreaktor-Brennelementen (oxidische Brennstoffe) nicht viel mehr als ein Versprechen, ein Verspre-

Tabelle 5.23: In Betrieb, im Bau oder in der Planung befindliche kommerzielle Wiederaufarbeitungsanlagen industriellen Zuschnitts für oxidische Brennelemente

Wiederaufarbeitungsanlagen

Anlage	Land	Betreiber	In Betrieb seit/ab	Kapazität [t/a]
UP2-800 La Hague	Frankreich	COGEMA	1976/94	800
UP3 La Hague	Frankreich	COGEMA	1989	800
THORP Sellafield	England	BNFL	1994	1 000
Japanisches Projekt	Japan	JNFL	2002	800

chen allerdings, dessen Basis die langjährigen und vielfältigen Erfahrungen mit der Wiederaufarbeitung metallischer Brennelemente im großtechnischen Maßstab und ausgedienter oxidischer Brennstoffe in Pilotanlagen waren.

Inzwischen darf das Versprechen, die industrielle Wiederaufarbeitung zu schaffen, als weitgehend eingelöst betrachtet werden. Daß die dieser Industrie zugrundeliegende Technologie inzwischen dank enormen Ingenieuraufwandes nach umfangreichen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sicher und zuverlässig beherrscht wird, darf ohne Einschränkung festgestellt werden.

5.5.5 Direkte Endlagerung als ein weiterer Entsorgungsweg

5.5.5.1 Entwicklung der Technologie

In einem *Beschluß aller Regierungschefs von Bund und Ländern* bereits vom September 1979 wurde auch angeregt, die *Direkte Endlagerung* bezüglich möglicher sicherheitsmäßiger Vorteile im Vergleich zur Wiederaufarbeitung zu untersuchen. Im Rahmen einer Projektträgerschaft des Kernforschungszentrums Karlsruhe wurden alle Aspekte der Direkten Endlagerung untersucht und das Ergebnis im März 1985 der Öffentlichkeit vorgestellt. Die wichtigsten Ergebnisse sind:

Direkte Endlagerung

- Die Direkte Endlagerung ist grundsätzlich machbar, sowohl technisch als auch sicherheitsmäßig.
- Die Direkte Endlagerung hat gegenüber der Wiederaufarbeitung keine entscheidenden sicherheitsmäßigen Vorteile.
- Im Vergleich zum Stand der Technik der Wiederaufarbeitung liegt die Technik der Direkten Endlagerung zeitlich zurück.

Bezüglich der *Spaltmaterialüberwachung bei der Direkten Endlagerung*, die zwar für grundsätzlich machbar gehalten wird, stellen sich allerdings Fragen, die im internationalen Konsensus beantwortet werden müssen. Da insbesondere in den USA die Direkte Endlagerung der Hauptentsorgungsweg sein wird, kann davon ausgegangen werden, daß hierfür Lösungen in internationalem Rahmen gefunden werden.

Es besteht in Deutschland zwischen der verantwortlichen Politik und den Elektrizitätsversorgungsunternehmen Übereinstimmung, die Technologie der Direkten Endlagerung auch für LWR-Brennelemente zur Industriereife weiterzuentwickeln, und diesen Entsorgungsweg praktisch zu erschließen. Bereits im Mai 1986 wurde von der Deutschen Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH (DWK) der atomrechtliche Genehmigungsantrag für eine entsprechende *Pilot-Konditionierungsanlage* für Brennelemente in Niedersachsen gestellt. Als Standort ist das Gelände des Zwischenlagers in Gorleben vorgesehen. 1989 wurde die erste und 1994 die zweite Teilgenehmigung zur Errichtung der Pilot-Konditionierungsanlage erteilt.

PKA = Pilotkonditionierungsanlage

Zwischenzeitlich ist diese Aufgabe von der DWK auf die GNS (GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen), übergegangen. Zur Zeit wird die Pilot-Konditionierungsanlage errichtet, mit dem Ziel, sie in der zweiten Hälfte der 90iger Jahre heiß in Betrieb zu nehmen. Abbildung 5.24 zeigt im Vordergrund die im Bau befindliche Pilotkonditionierungsanlage (Mitte 1994) auf dem Gelände der Zwischenlager in Gorleben.

Pilot-Konditionierungsanlage in Gorleben (PKA)

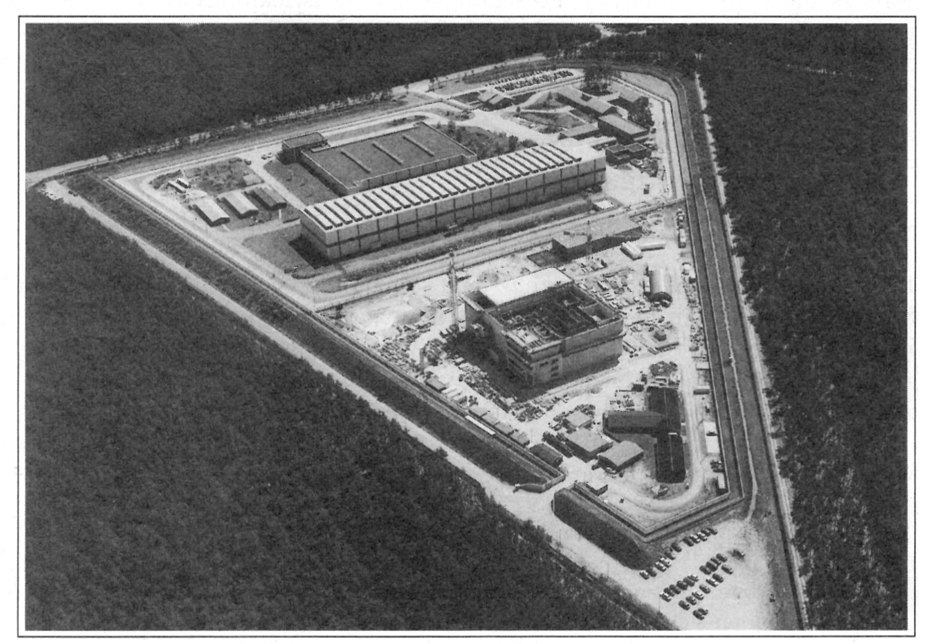


Abbildung 5.24: Bau der Pilot-Konditionierungsanlage (PKA) auf dem Gelände der Zwischenlager in Gorleben (Stand Mitte 1994). Im Vordergrund die Baustelle, dahinter die Zwischenlagerhalle für ausgediente Brennelemente und das Zwischenlager (flaches Gebäude) für schwach radioaktive Abfälle.
Photo: Brennelementlager Gorleben GmbH (BLG).

Endlagerbehälter POLLUX

Die GNS entwickelt daneben auch den erforderlichen Endlagerbehälter, den sogenannten *POLLUX-Behälter*[26] für die Direkte Endlagerung, der den besonderen Anforderungen eines Endlagers genügt.

Hierzu gehören die ausreichende mechanische Stabilität zur Gewährleistung der Integrität des Behälters im Endlager, die Korrosionsbeständigkeit sowie die Gasdichtheit. Zeitlich parallel zu diesen Aktivitäten der Industrie hat der Bund unter der Projektträgerschaft des Kernforschungszentrums Karlsruhe ein Programm aufgelegt, im Rahmen dessen unter anderem Endlagerkonzepte für den POLLUX-Behälter entwickelt werden sowie die Einlagerung geprobt wird. Darüber hinaus schafft die Bundesregierung durch

[26] Der Name POLLUX wurde in Anlehnung an die griechische Sagenwelt im Hinblick auf den Zwillingsbruder von CASTOR gewählt.

eine anlagenunabhängige Forschung die Grundlage zur Bewertung und Optimierung der Direkten Endlagerung.

Für die Direkte Endlagerung haben sich eine Reihe von Ländern bereits entschieden, so die USA, Kanada und Schweden. In den USA sollen bis zu 70 000 t ausgedienter Brennelemente in den geplanten Endlagern in den Yucca Mountain ab ca. 2010 eingelagert werden. In Kanada soll ein Endlager im Granit des kanadischen Schildes eingerichtet werden. Die Inbetriebnahme ist nach 2020 vorgesehen. Die ingenieurmäßigen Arbeiten konzentrieren sich in Kanada derzeit auf die Entwicklung eines geeigneten Endlagerbehälters.

Granit-Endlager in Schweden

Das schwedische Endlager soll ebenfalls im Granit errichtet werden und ca. im Jahr 2010 in Betrieb gehen. Für die endlagergerechte Verpackung der ausgedienten Brennelemente wurden in Schweden eigene Konzepte entwickelt. Im Grundsatz sollen unzerlegte Brennelemente in geeignete Endlagerbehälter eingebracht werden.

5.5.6 Entsorgung von Betriebsabfällen und Stillegung von Kernkraftwerken

5.5.6.1 Betriebsabfälle

Neben dem sicheren Betrieb ist die sichere Entsorgung der Kernkraftwerke Voraussetzung für ihre politische Akzeptanz. Dazu gehören neben der bereits beschriebenen Entsorgung der ausgedienten Brennelemente über Wiederaufarbeitung oder durch direkte Endlagerung auch die Verarbeitung sonstiger radioaktiver Abfälle aus Kernkraftwerken zu endlagerfähigen Produkten.

Betriebsabfälle aus Kernkraftwerken

In einem Kernkraftwerk fallen bei Reinigungs-, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten radioaktive Stoffe an. Sie bestehen hauptsächlich aus festen Mischabfällen, die z.B. Schutzkleidung enthalten. Darüber hinaus fallen insbesondere aufgebrauchte Filter, Ionenaustauscherharze, Verdampferkonzentrate und Metallteile sowie flüssige Abfälle verschiedener Art an.

Für alle diese radioaktiven Abfälle sind eine Vielzahl von verschiedenen Behältern entwickelt worden, in Deutschland insbesondere von GNS, in der diese radioaktiven Abfälle sicher transportiert, zwischen- und auch endgelagert werden können.

Es ist eine Vorgabe des Bundesumweltministeriums (BMU) für den Betrieb der Kernkraftwerke, daß das Rohabfallaufkommen im Kernkraftwerk sowie die Transporte von Abfällen minimiert werden. Darüber hinaus müssen sämtliche Entsorgungsschritte überwacht und vor allem eine volumenreduzierende Konditionierung durchgeführt werden. Für die Einlagerung in die Endlager Grube Konrad (siehe Kapitel 5.5.7.4) oder ERAM (siehe Kapitel 5.5.7.5) sind vom Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) spezielle Annahmebedingungen herausgegeben worden, die die Art und Weise der endlagergerechten Konditionierung entscheidend mit beeinflussen.

Üblicherweise werden die radioaktiven Abfälle in einem Kernkraftwerk mit Hilfe von festinstallierten oder mobilen Anlagen konditioniert und dann

Abfallkonditionierung

in ein kraftwerkseigenes oder ein externes Abfallzwischenlager, wie es in Gorleben neben dem Lager für ausgediente Brennelemente betrieben wird (siehe Abbildung 5.24), zwischengelagert. Wie bereits erwähnt, ist es eine ganz wichtige Aufgabe, die Volumina der ursprünglich im Kernkraftwerk angefallenen Abfälle durch Konditionierung zu reduzieren. Bei festen Abfällen kommt hierbei die Hochdruckverpressung zur optimalen Volumenreduzierung in Frage. Für flüssige Abfälle wird unter anderem die Vakuumtrocknung und für metallische Anlagenteile die Rezyklierung von dekontaminierten Teilen angewandt. An konditionierten Abfällen fallen pro Jahr in allen deutschen Kernkraftwerken (Stand 1993) insgesamt rund 3 000–4 000 m^3 an.

5.5.6.2 Stillegung

Auch die Stillegung und Beseitigung von kerntechnischen Anlagen nach dem Betriebsende gehört im weitesten Sinne zu dem Bereich Entsorgung (siehe auch Kapitel 2.7).

Stillegung von Kernkraftwerken

In Deutschland wurden bisher 8 Kernkraftwerke stillgelegt. Dazu gehören der Heißdampfreaktor in Karlstein (HDR), der spezielle schwerwassermoderierte CO_2-gekühlte Druckröhrenreaktor in Niederaichbach (KKN), die Siedewasserreaktoren in Gundremmingen (KRB A), Lingen (KWL) und Kahl (VAK), der Mehrzweckforschungsreaktor in Karlsruhe sowie die beiden gasgekühlten Reaktoren in Jülich (AVR) und Hamm-Uentrop (THTR-300). Einzelne Reaktorlinien erwiesen sich gegenüber der heute eingesetzten Kernkraftwerkstechnik mit Leichtwasserreaktoren als nicht wirtschaftlich, für andere, wie den Hochtemperaturreaktor gibt es keinen Markt. Mit der Stillegung von Kernkraftwerken und der Beseitigung bzw. Wiederherstellung einer »grünen Wiese« soll nachgewiesen werden, daß diese moderne Art der Energieumwandlung entsorgbar ist. So sind beispielsweise die Arbeiten zum Abriß von KRB A als auch von KKN zur Endbeseitigung der ganzen Anlage bereits weit fortgeschritten bzw. abgeschlossen. Diese Vorhaben haben zum Teil Modellcharakter für die Endbeseitigung anderer Kernkraftwerke.

5.5.7 Endlagerung

5.5.7.1 Grundsätze in Deutschland

Endziel des Waste Managements ist es, radioaktive Abfälle nach der Behandlung in *Endlager* zu verbringen, in denen sie auf Dauer, ohne Gefährdung der Umwelt, verbleiben können[27]. In Deutschland sind die Kompetenzen hierfür klar geregelt. Für die Sicherstellung und Endlagerung ist der Bund und für ihn das *Bundesamt für Strahlenschutz* (BfS) verantwortlich. Ursprünglich war mit der vierten Novelle zum »Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren«

Bundesamt für Strahlenschutz

[27] H. Röthemeyer (Hrsg.): *Endlagerung radioaktiver Abfälle; Wegweiser für eine verantwortungsbewußte Industriegesellschaft*, Weinheim, New York, Basel, Cambridge: VCH, 1991.

(Atomgesetz) vom 30. August 1876 die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) zuständig für Sicherstellung und Endlagerung von radioaktiven Abfällen. Diese Zuständigkeit ging am 1. November 1989 durch Gesetz auf die BfS über. Erwähnt werden muß an dieser Stelle, daß die Bundesregierung in einer weiteren beabsichtigten Novellierung des Atomgesetzes vorsieht, den Bau und Betrieb von Endlagern für radioaktive Abfälle zu privatisieren.

Aus Sicht der Bundesregierung würde damit dem *Verursacherprinzip* in diesem Bereich stärker Geltung verschafft. Die BfS kann sich – wie auch früher die PTB – zur Erfüllung ihrer Aufgaben im Endlagerbereich anderer Firmen (*Dritter*) bedienen und zwar ist die Deutsche Gesellschaft zum Bau und Betrieb von Endlagern für Abfallstoffe mbH (DBE), Peine, eingeschaltet. Der DBE obliegt es, die *Endlagerprojekte Grube Konrad* und *Gorleben* in den alten Bundesländern zu realisieren und das *Endlager Morsleben* in den neuen Bundesländern nachzurüsten und zu betreiben.

DBE

Anteilseigner der DBE, die 1979 gegründet wurde, sind jeweils zu gleichen Teilen die GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, die Industrie-Verwaltungs AG, die Noell GmbH und die Saarberg Interplan GmbH.

In Deutschland soll die Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Schichten, wie z.B. Salzformationen oder Erz, erfolgen.

5.5.7.2 Endlagerung im Salz

Schon frühzeitig, seit dem April 1967, begann ein Versuchsprogramm zur Einlagerung von schwachradioaktiven Abfällen in dem Salzbergwerk Asse. Abbildung 5.25 zeigt den Untertagebau eines Endlagers im Salz. Dieses Versuchsendlager diente Experimenten auf dem Gebiet der Einlagerung von radioaktiven Abfällen. Dabei ging es unter anderem um das Verhalten von mittel- und hochaktiven Abfällen in einem großen Bundesendlager, wie es im Salzstock Gorleben im Falle der Eignung errichtet werden soll.

Salzbergwerk Asse

Zwischen dem im Salzstock endzulagernden Spaltprodukten und dem Biozyklus liegen *drei Barrieren*:

1. Die chemische Einbindung der radioaktiven Stoffe in auslaugresistente Glasblöcke,
2. die Lagerung dieser Blöcke ca. 1 000 m unter der Erdoberfläche, so daß etwaige ausgelaugte Spaltprodukte wegen ihrer geringen Wanderungsgeschwindigkeit erst nach Jahrtausenden bis an die Erdoberfläche gelangen würden,
3. die wasserabschirmende Wirkung der für in der norddeutschen Tiefebene in Aussicht genommenen, seit mehr als 100 Mio. Jahren nicht mehr wesentlich veränderten Steinsalzformationen.

Die Radioaktivität des nuklearen Abfalls klingt langsam ab und erreicht nach längerer Zeit das Niveau der Radioaktivität der Uranvorkommen in der Erdrinde. Es ist somit falsch, davon zu sprechen, daß radioaktive Abfälle ein Risiko für praktisch unbegrenzte Zeit darstellen.

Abklingen der Radioaktivität

Versuchsendlager im Salzdom Asse

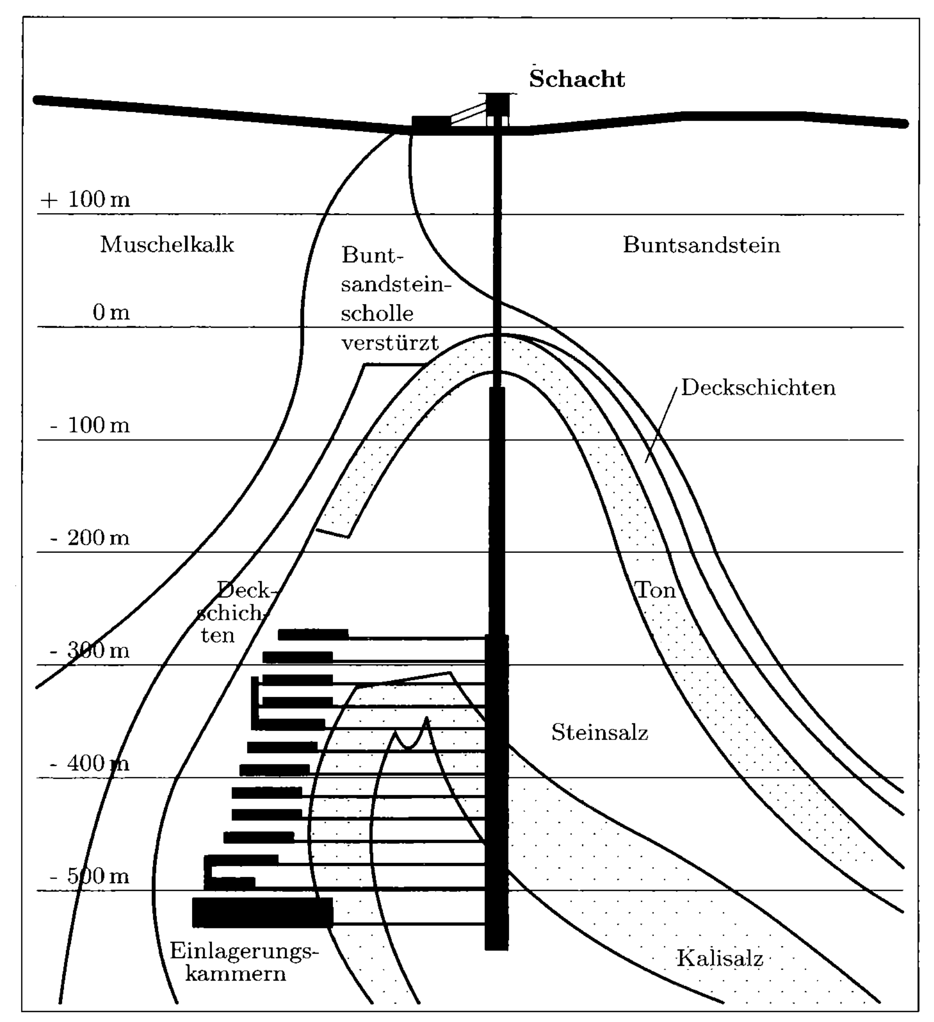


Abbildung 5.25: Querschnitt durch den Salzdom Asse mit dem Versuchs-Endlagerbergwerk für schwach- und mittelradioaktive Abfälle.

5.5.7.3 Das Erkundungsbergwerk Gorleben

Salzstock Gorleben

In Gorleben wird der Salzstock zur Zeit von der DBE erkundet. Der Rahmenterminplan für die Errichtung des *Endlagers Gorleben* zeigt die langen Zeiträume, die für eine sorgfältige Erkundung notwendig sind. Die Erkundung begann 1980 mit Bohrungen, um Einzelheiten über den Aufbau des Salzstockes zu erfahren. Ziel ist es, das Erkundungsbergwerk bis Ende dieses Jahrzehnts zu errichten, so daß zu diesem Zeitpunkt alle Informationen vorliegen, die eine Beurteilung ermöglichen, ob der Salzstock für die Errichtung eines Bundesendlagers geeignet ist oder nicht. Unter der Annahme, daß dieses Ergebnis positiv ist – alle Anzeichen sprechen heute dafür – wird

das Endlager im Jahr 2010 in Betrieb genommen werden können. Für die Standorterkundung, einschließlich des Erkundungsbergwerkes, werden rund 3,35 Mrd. DM (Geldwert 1991) investiert werden müssen. Als jährliche Betriebskosten wird ein Betrag von 120 Mio. DM abgeschätzt.

Es muß an dieser Stelle auf die großen Widerstände der Niedersächsischen Landesregierung hingewiesen werden, die alles mögliche unternimmt, um die Einrichtung und den Betrieb eines Endlagers in Gorleben zu verhindern. Insoweit bleibt abzuwarten, ob es ein Endlager im Wendland geben wird. Von verschiedenen Institutionen wird daher im Auftrag des Bundes – z.Z. noch im Rahmen von Literaturstudien – alternative Standorte für ein Endlager vom Typ »Gorleben« untersucht. Dabei wird neben geeigneten Salzformationen auch die Endlagerung in Granit betrachtet.

5.5.7.4 Die Schachtanlage Konrad

Schachtanlage Konrad

Neben dem Konzept, radioaktive Abfälle in Salzstöcken endzulagern, wird bereits seit 1975 in Deutschland geprüft, ob eine Endlagerung nicht auch in anderen geologischen Tiefenformationen möglich ist. Untersucht wird die *Schachtanlage Konrad* in der Nähe von Salzgitter, eine Schachtanlage, aus der bis 1976 Eisenerz gefördert wurde. Die weiträumige Lagerstätte wurde vor etwa 150 Mio. Jahren abgelagert. Die Schachtanlage befindet sich in einer unter Endlagergesichtspunkten besonders günstigen geologischen Situation. Sie unterscheidet sich von anderen vergleichbaren Bergwerken durch ihre außergewöhnliche Trockenheit. Das Eisenerzvorkommen liegt sehr tief. Es ist durch die Schachtanlage Konrad zwischen 800 und 1 300 m aufgeschlossen; gegen Wasser ist die Schachtanlage durch ein überwiegend aus Ton und Mergelgestein aufgebautes Deckgebirge gut abgedichtet. Es ist geplant, in die Grube Konrad alle radioaktiven Abfälle einzulagern, die praktisch keine Wärme erzeugen. Dies sind rund 95 % aller radioaktiven Abfälle.

Das Planfeststellungsverfahren wird gegenwärtig durch die Niedersächsische Landesregierung in Richtung auf den Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie verzögert, so daß der vorgesehene Inbetriebnahmetermin 1998 möglicherweise nicht mehr gehalten werden kann. Als Kosten für die Einrichtung eines Endlagers Grube Konrad bis zu dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme wird ein Betrag 1 510 Mrd. DM geschätzt (Preisstand 1990). Die zukünftigen Betriebskosten werden auf 45 Mio. DM pro Jahr geschätzt.

5.5.7.5 ERAM – Endlager Morsleben

Endlager ERAM in Morsleben

Die damalige DDR hatte auch bereits ein Endlager für radioaktive Abfälle in Morsleben (ERAM), Sachsen-Anhalt, in Betrieb genommen. Nach einer Anfang 1991 durch Gerichtsbeschluß erzwungenen Unterbrechung konnte Anfang 1994 die Einlagerung von radioaktiven Abfällen wieder aufgenommen werden, nachdem alle gegen die Wiederaufnahme des Einlagerungsbetriebes gerichteten Klagen abgewiesen worden waren. Damit hat derzeit die Bundesrepublik Deutschland ein funktionierendes Endlager für schwach radioaktive Abfälle.

5.5.7.6 Endlagerkonzepte im Ausland

Sowohl in Großbritannien als auch in Frankreich sind Planung und Errichtung von Endlagern noch nicht so weit fortgeschritten wie in Deutschland. In beiden Ländern haben erst kürzlich Untersuchungen begonnen, wie und wo ein Endlager in tiefen geologischen Schichten errichtet werden könnte. Für schwachradioaktive Abfälle hat sich sowohl in England als auch in Frankreich das Konzept durchgesetzt, diese in der Regel nach Zementierung oberflächennah zu lagern. In Deutschland werden diese, wie bereits ausgeführt, nach Morsleben und später ggf. in die Schachtanlage Konrad verbracht.

In den USA wurden durch den »Nuclear Waste Policy Act« von 1983, der im Januar 1983 Gesetz wurde, klare Konzepte aufgestellt. Wie in diesem Gesetz gefordert, benannte das Departement of Energy (DOE) anfangs neun verschiedene offizielle Endlagerstandorte. Nach einer genauen Analyse kam man zu der Empfehlung, daß von diesen neun Standorten drei am besten geeignet sind. In den USA gilt das gleiche Endlagerkonzept, wie in Deutschland. Hochradioaktive Abfälle sollen also in tiefen geologischen Schichten endgelagert werden.

Zur Zeit wird der Standort Yucca Mountain in Nevada auf seine Eignung untersucht. Dort liegt im Untergrund eine Art kompaktierter vulkanischer Asche. Für militärische Alphastrahler enthaltende Abfälle gibt es als Pilotanlage die »Waste Isolation Pilot Plant« (WIPP),die bei Carlsbad in New Mexico liegt. Hier werden die dort unterirdisch vorhandenen großen, flachen Schichtungen von Salz für ein Endlager genutzt. In den USA werden, ebenso wie in Deutschland, die Endlager in staatlicher Verantwortung betrieben. Schwach- und mittelaktive Abfälle werden dort seit vielen Jahren in speziellen, oberflächennahen Endlagern eingelagert.

WIPP

5.6 Plutonium

Bearbeitet von Wolfgang Stoll

Aus mit dem Zyklotron in Berkeley/Kalifornien bestrahlten Uran gelang G. T. Seaborg, E. M. McMillan, J. W. Kennedy und A. G. Wahl im Winter 1940/41 erstmals die Isolierung eines künstlichen Elements mit der Ordnungszahl 94, und der Massenzahl 238 nach der Reihe der Planeten dem Neptunium folgend Plutonium genannt. Insgesamt wurden bisher 14 Isotope dieses Elementes, alle radioaktiv, bekannt.

Das mit 83 Mio. Jahren Halbwertszeit beständigste Isotop Pu-244 wurde erst später in geringen Spuren in Gestein aus dem Erdaltertum (Bastnäsit) gefunden. Chemisch toxisch wie alle Schwermetalle, überwiegt jedoch die Radiotoxizität bei weitem, beim häufigsten Isotop 239 wegen dessen Alphastrahlung um das 2 000fache. Wegen der geringen Reichweite schädigt diese die Zellen nur in unmittelbarem Kontakt. Dazu muß es in den menschlichen Körper gebracht werden. Wegen geringer Löslichkeit in den Körperflüssigkei-

Radiotoxizität

ten bleibt es bei Verletzungen weitgehend wieder entfernbar am Ort der Verletzung, wogegen es bei Aufnahme über den Verdauungstrakt zum größten Teil wieder ausgeschieden wird.

Der wahrscheinlichste Inkorporationsweg ist die Inhalation, das davon höchstbelastete Gewebe die Lunge. Aus Tierversuchen schließt man, daß 1 Mikrogramm Pu, in der Lunge deponiert, die relative Lungenkrebswahrscheinlichkeit um etwa 1 % erhöht. Vorsichtig gelten für schwerlösliches PuO_2 $1,7 \cdot 10^{-7}$ g Pu-239 als Grenze der zulässigen Jahresaktivitätszufuhr, entsprechend 400 Bq, während lösliches Plutonium auf 100 Bq begrenzt ist. Die Endstation des im Körper verbleibenden Plutoniums ist wegen seines schwerlöslichen Phosphates die Knochenoberfläche. Unter den Alphastrahlern ist es in seiner Giftigkeit am ehesten mit dem bekannten Radium zu vergleichen.

Dichte Arbeitseinrichtungen (Behälter, Handschuhkästen) erlauben die Einhaltung niedriger Werte bei der Hantierung. Während die geringe Reichweite der Alphastrahlung (0,015 mm in Stahl) leicht abgeschirmt werden kann, machen die Gamma- und Neutronenstrahlungen der höheren Isotope, des Pu-236 und des aus Pu-241 fortlaufend entstehenden Americiums, sowie die durch Wechselwirkung der Alphastrahlung mit leichten Elementen entstehenden Neutronen eine bis zu einigen cm dicke, aus Blei und wasserstoffhaltigen Schichten bestehende Abschirmung für Dauerarbeitsplätze notwendig. Besonders das häufigst hantierte Isotop Pu-239 mit 24 390 Jahren Halbwertszeit sollte aus dem Biozyklus ferngehalten werden.

Reichweite der Alphastrahlung

Bisher sind im Umgang mit insgesamt etwa 400 t abgetrennten Plutoniums mehr als 0,1 Mio. Mannjahre abgeleistet worden. Die aus der Radiotoxizität entstandenen Schäden sind auf breiter statistischer Basis dokumentiert und weit hinter den Erwartungen bzw. Befürchtungen zurückgeblieben. Auch haben sich bei unfallbedingten Freisetzungen, vor allem zu Anfang und im militärischen Bereich, die pessimistischen Voraussagen, auch, was die Folgen bleibender Bodenkontamination angeht, nicht erfüllt. Wegen seiner hohen Dichte und seiner geringen Löslichkeit ist Plutonium auch weder im aquatischen, noch im atmosphärischen Umfeld besonders mobil. Es bindet sich vielmehr relativ fest an alle dargebotenen Oberflächen. Dennoch ist streng überwachter Umgang geboten.

Mit Neutronen hoher Energie sind fast alle Plutoniumisotope spaltbar, während mit Neutronen niedriger (= thermischer) Energie vorwiegend die Isotope 239 und 241 gespalten werden. Bei optimaler Moderation in wäßriger Lösung bilden daher schon 509 g Pu-239 eine kritische Masse, was beim Umgang mit Plutonium zur Einhaltung einschränkender Kritikalitätsregeln zwingt. Im außermilitärischen Bereich sind dennoch bisher keine Kritikalitätsunfälle mit Personenschäden bekannt geworden.

kritische Masse

Wie in Kapitel 1 dargestellt, laufen in Kernreaktoren Spalt-, Einfangs- und Zerfallsprozesse nebeneinander ab, die mit fortschreitendem Abbrand zum Aufbau immer massereicherer Plutoniumisotope führen, wobei die Kette bei dem kurzlebigen Pu-243 abbricht, das zu Am-243 zerfällt. Generell nimmt der Anteil der Plutoniumisotope mit der nächsthöheren Mas-

senzahl jeweils auf ca. ein Drittel ab. Daneben entsteht sowohl aus dem U-238, dem gebildeten Np-237 wie bevorzugt dem U-235 etwas Pu-238, dessen kurze Halbwertszeit (86,4 Jahre) wesentlich die Zerfallswärmeleistung des Isotopengemisches bestimmt. Die Änderung der Nuklidzusammensetzung als Funktion des Abbrandes zeigt Abbildung 5.26 am Beispiel eines großen Druckwasserreaktors.

Abhängigkeit der Nuklidzusammensetzung vom Abbrand

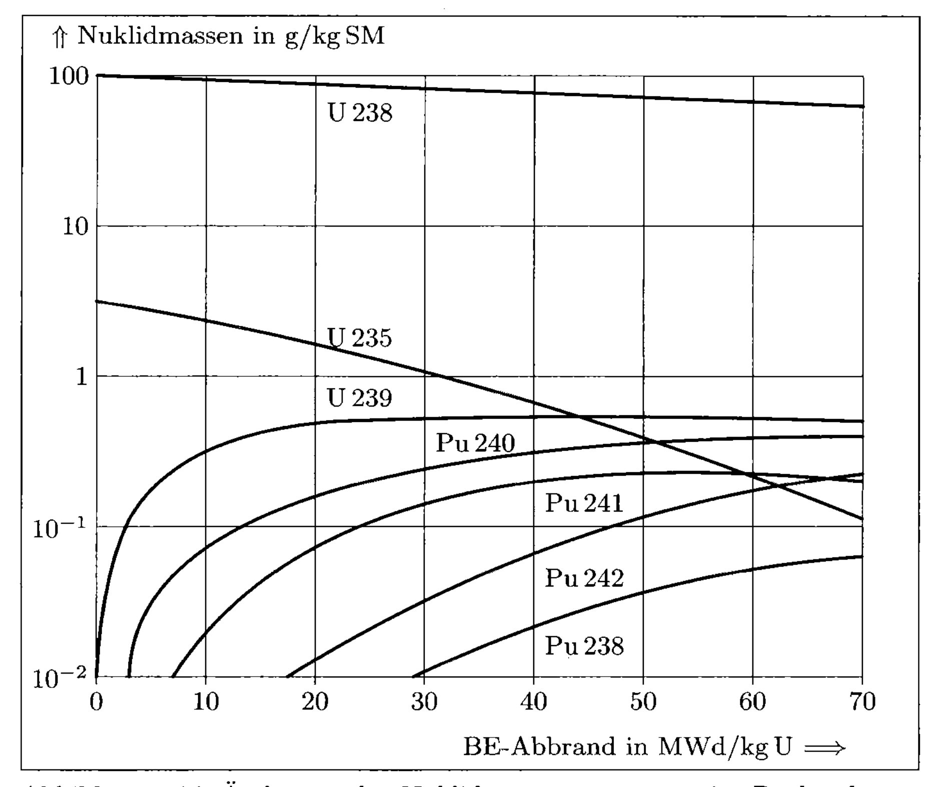


Abbildung 5.26: Änderung der Nuklidzusammensetzung im Reaktorkern eines großen Druckwasserreaktors als Funktion des Abbrandes

Daraus ist zu erkennen, daß gegen Ende des Abbrands schon fast die Hälfte der Spaltwärme aus dem gebildeten Plutonium entsteht. Dessen Anteil an thermisch spaltbaren Isotopen nimmt mit dem Abbrand etwas ab, die Gesamtmenge zu. Richtzahlen für den Anfall an spaltbarem Plutonium in kg/MWe·Jahr sind für AGR und LWR 220, für HWR (Natururan) und HTR (im-Pu-Zyklus) 500, im Magnox-Reaktor 600.

Anfall an spaltbarem Plutonium

In der 1995 weltweit betriebenen Kernenergieleistung von 350 GWe bleiben im entladenen Brennstoff jährlich etwa 85 t Plutonium, davon 65 t spaltbar, übrig, die zu den bisher in der friedlichen Nutzung entstandenen ca. 800 t hinzukommen, von denen bisher >140 t zur Wiederverwendung abgetrennt wurden. Im militärischen Bereich werden ca. 225 t vermutet.

Versuche, das nur von stärkeren Neutronenabsorbern aus Brennelementen abgetrennte, noch strahlende Spaltprodukte enthaltende Plutonium in fernbedienten Anlagen zu neuen Brennelementen zu verarbeiten waren wegen der hohen geforderten mechanischen Präzision der Teile, die fernbediente Anlagen bisher nicht dauerhaft zu gewährleisten vermochten, großtechnisch noch nicht erfolgreich. Daher gilt bisher wie im militärischen Bereich die Forderung, das Plutonium bis auf $< 10^{-7}$ der ursprünglichen Anteile von den durchdringend strahlenden Spaltprodukten zu reinigen, bevor es technisch weiterverarbeitet werden kann.

Mit zunehmenden Abbränden in den Leichtwasserreaktoren ändert sich die Isotopenzusammensetzung des entladenen Plutoniums in Richtung auf höhere Isotope und einen zunehmenden Gehalt am Isotop 238. Außerdem nimmt der Zeitraum zwischen der Wiederaufarbeitung und der Verarbeitung zum Brennstoff zu, womit der Anteil an Americium 241, abhängig vom enthaltenen Plutonium 241 ebenfalls linear zunimmt. Damit steigt die spezifische Alphaaktivität vom reinen Plutonium 239 von 2,2 auf über 30 GBq/g bei den Mischungen, womit sich nicht nur die spezifische Wärmeleistung, sondern über die alpha/n-Wechselwirkung mit dem Sauerstoff des Oxids auch die Neutronenquellstärke erhöht. Während die mit dem Americiumanteil zunehmende Gammastrahlung wegen ihrer niedrigen Energie von 59 keV) mit wenigen mm Blei abgeschirmt werden kann, verlangt eine wirksame Neutronenabschirmung mehrere cm Moderatordicke, durch die hindurch die Reichweite des menschlichen Armes an Handschuhkästen stark eingeschränkt wird. Daher sind moderne Verarbeitungsanlagen hoch automatisiert, verlangen aber für Reparaturen und Wartung immer noch menschlichen Eingriff.

Dennoch ist die Wiederaufarbeitung zur Entfernung der harten Gammastrahler notwendig. Selbst, wenn man das Plutonium nicht unmittelbar verwendet, kann die chemische Wiederaufarbeitung zur Sicherung der Spaltprodukte notwendig werden, wenn das Hüllmaterial sonst bei längerer Lagerung versagen würde, wie z.B. bei den Brennelementen der englischen Magnox-Reaktoren. Übliche LWR-Brennelemente können dagegen bei gewährleisteter Nachwärmeabfuhr durch Wasser, später Luft, über viele Jahre ohne besonderes Freisetzungsrisiko gelagert werden.

Bedarf an Plutonium

Daher folgte die Wiederaufarbeitung überwiegend dem jeweiligen Bedarf an Plutonium, zunächst im militärischen Bereich, dann als Startinventar für Schnellbrutreaktoren, dann als Verwertung des spaltbaren Materials im LWR durch Rückführung als MOX, wobei sich zunehmend die Erkenntnis durchsetzt, Plutonium müsse wegen seiner Langlebigkeit und der nie ganz auszuschließenden Mißbrauchsmöglichkeit am besten durch Spaltung verbraucht werden.

Die Produktion von Plutonium, das weniger als 6 % höhere Isotope enthält, was es für Waffen besonders geeignet macht, erfolgt durch kurzzeitige (wenige Wochen) Bestrahlung von Natururan in eigens dafür konzipierten Reaktoren. Bei diesen ist die Wärmeentnahme der Möglichkeit, Brennelemente häufig auswechseln zu können, nachgeordnet. Durch ein

möglichst weitgehend thermalisiertes Neutronenspektrum wird die Bildung höherer Isotope verlangsamt. Das daneben noch in den Brutmänteln der Schnellbrüter entstehende waffenfähige Plutonium ist mengenmäßig unbedeutend. Nur Frankreich soll bisher etwa 1 t dieses Materials gewonnen haben. In den USA sind zwischen 1945 und 1964, dann nochmals nach 1980 zusammen etwa 100 t Waffenplutonium erzeugt worden, in der UdSSR von 1950 bis 1987 ansteigend etwa 120 t. Rechnet man den Verbrauch in allen Tests mit etwa 6 t ab und die Produktionen von Frankreich (6 t), England (3,5 t), China (4 bis 6 t) und Indien (0,4 t) dazu, so ergeben sich die rund 225 t Weltbestand, der augenblicklich wenig steigt und der durch ein internationales Abkommen eingefroren werden soll. Die Herstellungskosten, die aus Gründen der Geheimhaltung nur ungefähr bekannt sind, lagen in den USA zwischen 40 und 50 $/g, in Rußland nahe an 100 $.

Anfänglich im Wechselbetrieb, später in eigens dafür gebauten Verarbeitungssträngen haben die militärischen Wiederaufarbeitungsanlagen auch »ziviles« Plutonium, wie es aus abgebrannten Leistungsreaktorbrennelementen anfällt, abgetrennt. In den USA waren das bis zum Verzicht auf diese Technik im Jahr 1976 in der Carter-Ära etwa 20 t, während die übrigen 50 t aus mehreren kleineren Anlagen in Belgien, Frankreich und England stammten.

Verfügbarkeit von Plutonium

Die erste, großtechnisch auf die zivile Wiederaufarbeitung ausgerichtete Anlage der COGEMA in La Hague liefert seit 1990 jährlich 8 bis 10 t Plutonium, zu denen eine vergleichbare Menge aus der 1994 angelaufenen Anlage THORP in Großbritannien und etwa ab dem Jahr 2000 noch 5 bis 7 t aus der japanischen Anlage in Rokkashomura hinzukommen sollen. In Rußland werden in der Anlage MAJAK in Tscheljabinsk bei einem Vorrat von 25 bis 30 t etwa 2 bis 3 t/a abgetrennt. Alle anderen noch betriebenen Anlagen zusammen (Trombay/Indien, PNC/Japan, Idaho/USA, und die chinesische Anlage) dürften insgesamt bei weniger als 5 t/a liegen, wobei die Trennung von militärisch und zivil genutztem Material nicht überall klar zu ziehen ist.

nukleare Abrüstung

Von den etwa 200 t Waffenplutonium der beiden Supermächte sind mindestens 130 t in waffentauglichen Gefechtsköpfen enthalten, deren Anzahl im Rahmen der Abrüstungsvereinbarungen (SALT I und II) bis zum Jahr 2002 von jetzt etwa 40 000 auf 3 500 + 3 000 verringert werden sollen. Dabei werden je Supermacht (neben erheblichen Mengen angereicherten Urans) zusätzlich zu den noch nicht definierten Umlaufmengen im militärischen Umfeld jeweils 50 t Waffenplutonium verfügbar. Sollten die bestehenden Zerlegungsanlagen für Gefechtsköpfe den Mengenstrom aus der Abrüstung bestimmen, denn wären das pro Supermacht 5 bis 8 t/a. In den USA stößt die energetische Nutzung dieses Plutoniums in bestehenden Kernkraftwerken auf erheblichen politischen und administrativen, wahrscheinlich auch örtlich ökologisch motivierten Widerstand. Daher steht dort die Verglasung des Plutoniums als Silikat zusammen mit den aus der Wiederaufarbeitung im militärischen Bereich verbliebenen Spaltprodukten im Vordergrund. In Rußland will man das Plutonium dagegen auf jeden Fall energetisch nutzen,

zunächst auf dem Weg der Rückführung in bestehende Reaktoren, wobei die spätere Brüteroption offen bleiben soll.

Derzeit verfolgt nur Japan unverändert aktiv die Einführung von Schnellbrütern für die Stromerzeugung. Technische Probleme, die aber nirgends den nuklearen Teil, sondern vorwiegend die schwierige Natriumtechnologie betreffen, und die Verfügbarkeit von preiswertem Uran, sowie die prinzipiell höheren spezifischen Anlagekosten und örtliche Akzeptanzverweigerungen haben die Brütereinführung sonst überall um etwa 30 Jahre hinausgeschoben (s. Kapitel refkp:24). Solange bleibt der Plutoniumbedarf der Brüter für Startinventare gering. Die Nutzung der Brüter als Plutoniumverbraucher oder als Lieferant schneller Neutronen zum Abbau langlebiger, im Abfall störender Aktiniden (Np, Cm, Am), wie er im französischen Superphénix versucht wird, ist sowohl der Effizienz, wie der Zielsetzung und den Kosten nach noch umstritten.

Die energetische Nutzung abgetrennten Plutoniums ist daher derzeit nur im Wettbewerb mit dem Einsatz von angereichertem Uran in bestehenden Kernkraftwerken möglich. Hier müßte die Regel gelten, daß der Wert der abgetrennten Produkte aus einem »Abfall«, vermehrt um die damit verminderten Endlagerkosten, größer ist, als die Abtrennkosten. Es ist unumstritten, daß bei untertägigen Endlagern vorwiegend die Menge an Langzeit-Wärmequellen bei vorgegebenem Volumen des Wirtsgesteins die Nutzung begrenzt. Bezogen auf die erzeugten kWh liefern abgebrannte Brennelemente im Vergleich mit verglastem, hochaktivem Abfall das 4 bis 6fache an Wärme, wobei der Unterschied mit zunehmender oberirdischer Vorlagerzeit wächst. Die derzeitigen Endlagerkonzepte honorieren jedoch die Minderung des Aktinideninhalts im hochaktiven Abfall durch Wiederaufarbeitung nicht (USA) oder nicht ausreichend (Gorleben). Auch die mit längerer Lagerzeit wachsende Zugänglichkeit des Plutoniums für Abzweiger wird nicht differenziert bewertet.

Somit stehen nur die Werte der abgetrennten Stoffe zur Deckung der Abtrennleistung zur Verfügung. Gegenwärtig wird das Druckwasser-LWR-Brennelement, bestehend aus den Kosten für Uran, der Anreicherungsdienstleistung und der Brennelementfertigung, zwischen 2 000 und 2 500 DM/kg angeboten. Die Wiederaufarbeitung kostet mehr als 1 800 DM/kg und erbringt neben dem Plutonium noch den Wert des Resturans von 50 bis 70 DM/kg. Für ein kg MOX-Brennelement wird das Plutonium aus 3 bis 4 kg aufgearbeiteter Uran-Brennelemente gebraucht. MOX-Fabrikationsanlagen haben hohe Fixkosten durch die notwendigen Sicherheits- und Strahlenschutzmaßnahmen. Selbst bei Durchsätzen von 100 t MOX-Brennelementen pro Jahr, womit die größten derzeitigen Anlagen 5 bis 6 t Plutonium umsetzen, wird mit Fabrikationskosten zwischen 2 000 und 2 500 DM/kg gerechnet. Daraus ergibt sich, daß der MOX-Brennelementhersteller unter gegenwärtigen Marktbedingungen dem Wiederaufarbeiter für das Plutonium nichts bezahlen kann.

Plutoniumrückführung

Wenn die EVU daher nicht durch gesetzliche Bestimmungen zur Entsorgung über Wiederaufarbeitung veranlaßt sind, werden sie die Plutoni-

umrückführung aufgeben und stattdessen die Brennelemente lagern. Dieser Zwischenlagerung soll, sobald ein Endlager beschickbar ist, die Endlagerung folgen. Die Verhältnisse sind nur dort günstiger, wo nur die denkbare Stilllegung einer funktionsfähigen und weitgehend abgeschriebenen Aufarbeitungsanlage mit einem nicht vorhandenen und zeitlich schwer absehbaren Endlager konkurriert, wie z.B. in Frankreich.

Die Rückführung findet praktisch vorwiegend in Druckwasserreaktoren statt. Die prinzipiell ebenso geeigneten Siedewasserreaktoren haben wegen der typenspezifisch etwas niedrigeren Anreicherung ein etwas höheres Fertigungspönale bei MOX-Brennelementen. Im HWR ist das noch verstärkt. In gasgekühlten, graphitmoderierten Reaktoren ist der Plutoniumeinsatz aus reaktorphysikalischen Gründen ungünstig, während im Hochtemperaturreaktor prinzipiell die Möglichkeit des Einsatzes von PuO_2- oder Mischoxidpartikeln in Form der »coated particles» besteht. Die Idee, das keramische Verhalten von PuO_2 im Reaktor durch Übergang auf einen Mischkristall mit ThO_2 noch zu verbessern, wurde mit der Aufgabe der Hochtemperaturreaktorlinie in Deutschland nicht mehr verwirklicht. In der Planung eines Waffenplutonium verbrauchenden Reaktors in Rußland ist sie wieder enthalten.

Da das in den LWR rückgeführte Pu-Isotopengemisch aus 3 bis 5 % spaltbarem Pu (Rest: abgereichertes Uran U_{ab}) mehr Neutronen parasitär absorbiert, als das angereicherte Uran, sinkt mit zunehmendem Ersatz der Uranelemente durch MOX-Elemente die auf dem Absorptionsprinzip beruhende Steuerstabwirksamkeit. Die meisten Reaktoren vertragen diesen Unterschied klaglos bis zu etwa 30 % MOX. Darüber hinaus müssen die Umsetzschemata der Brennelemente, bei noch höherem MOX-Anteil auch die Zahl der Steuerstäbe, bzw. andere Absorbermechanismen, entsprechend verstärkt werden. Bei den meisten Kernkraftwerken ist das aber ohne größeren Umbau im Reaktorkern zu erreichen, so daß prinzipiell auch Voll-MOX-Reaktorkerne ohne wesentliche Abstriche in der Abschaltsicherheit möglich sind.

Reaktoren mit bis zu 30 % MOX

Obwohl andere weitergehende Konzepte bisher nicht realisiert wurden, sollen im Hinblick auf die Zukunft noch zwei weitere Möglichkeiten dargestellt werden. Einmal besteht die Möglichkeit, einen Reaktorkern mit überwiegend epithermischen Neutronen, d.h. im Zwischenbereich zwischen Schnellbrüter und thermischem Reaktor, aber noch mit der für thermische Reaktoren vorteilhaften automatischen Unterbrechung der Kettenreaktion bei Kühlmittelverlust (= negativer Void-Koeffizient) zu betreiben. Damit würde bei einem wesentlich geringerem Brennstababstand und entsprechend forciertem Wasserdurchsatz erreicht, daß nahezu soviel Plutonium im Kern entsteht, wie verbraucht wird, womit für Nachladungen nur 5 % des derzeitigen Bedarfs an angereichertem Uran entstünden. Solche Hochkonverter müßten als dem Druckwasserreaktor nahe verwandte, aber dennoch mit gedrungeneren Kernen bestückte Kraftwerke durch intensiven Kernumbau bestehender Kraftwerke oder durch kompletten Neubau entstehen, hätten beträchtlich größere Plutoniuminventare (10 bis 15 t/1 000 MWe) und wegen

Hochkonverter

der zwar insgesamt ausreichenden, aber geringeren Sicherheitsmargen auch Akzeptanzprobleme.

Zum anderen kann, wie oben kurz erwähnt, der mit Plutonium relativ kostengünstig erreichbare Reaktivitätsüberschuß zum gleichlaufenden Abbau wenig spaltbarer Nuklide, wie es z.B. die höheren Transurane sind, benützt werden, indem diese vermischt oder auch in separaten Stäben getrennt während des Abbrandes gespalten werden. Das funktioniert besonders im schnellen Neutronenfluß, ist aber auch im thermischen Neutronenfluß begrenzt möglich. Der Vorteil, der in dem Abbau langlebiger radiotoxischer Nuklide besteht, muß durch Hantierung dieser Transurane einschließlich der Herstellung von umschlossenen, reaktorverträglichen Stäben erkauft werden, wofür es derzeit nur Labortechnik gibt. Dennoch liefert dieser Ansatz die Begründung zum Weiterbetrieb sonst in der Kritik stehender Schnellbrutreaktoren, die dann (einstweilen wegen des offensichtlichen Plutoniumüberschusses) ohne Brutzonen sowohl als »Plutoniumvernichter« wie auch als Transuranvernichter betrieben werden können.

Plutoniumvernichter

Es ist offenkundig, daß in der bestehenden Reaktorlandschaft und der geübten Betriebsweise aus dem integralen Weltvorrat jährlich ca. 120 t U-235 durch Spaltung verschwinden und durch 85 t Plutonium ersetzt werden, von denen derzeit weniger als 10 t den Weg zurück zur Spaltung in den Reaktor finden. Diese Nebenproduktanhäufung hat unter Einbeziehung des Waffenmaterials zu insgesamt mehr als 1 100 t Plutonium, bzw. einer Steigerung des Weltinventars an spaltbarem Pu in 50 Jahren um 10 Größenordnungen geführt. Der darin festgelegte Energieinhalt entspricht 2,5 Mrd. t Steinkohle, also etwa der gesamten deutschen Steinkohleförderung seit dem 2. Weltkrieg.

Kommende Generationen könnten nicht nur fragen, warum man diesen Energievorrat ungenutzt ließ und stattdessen 10 Mrd. t CO_2 (der Weltausstoß/Jahr beträgt derzeit 22 Mrd. t) zusätzlich in die Atmosphäre geblasen hat. Sie könnten auch kritisieren, daß wir das mäßig toxische und anwendungsfreundliche Uran-235 im Übermaß verbraucht und dafür unserer Nachwelt das Plutonium als physikalisch zwar fast gleichwertigen, aber doch 10 000mal toxischeren und in Hantierung wie Anwendung viel anspruchsvolleren Stoff hinterlassen haben. Wollte man allerdings alles angehäufte Plutonium zur Entlastung unserer Nachkommen abtrennen und in vorhandenen Reaktoren durch Spaltung abbauen, so käme dies einem Weiterbetrieb von 50 bis 100 Jahren (je nach Konzept) gleich.

5.7 Ergänzende Literatur zu Kapitel 5

atw: *Wiederaufarbeitung Ja oder Nein*, atw-Broschüre, Düsseldorf, April 1990.

Bähr, W.: *Entsorgung in Wiederaufarbeitungsanlagen*, hrsg. von der Kommission der EG, München 1984.

Banck u.a.: *Entsorgung von Kernkraftwerken*, Tagungsbericht vom November 1980, Köln 1981.

Baumgärtel, G.; Huppert, K.-L. und Herz, E.: *Brennstoff aus der Asche*, Essen 1984.

Baumgärtner, F. (Hrsg.): *Chemie der nuklearen Entsorgung*, Teil I, II und III, München 1978 und 1980.

Baumgärtner, F. u.a.: *Nukleare Entsorgung*, Band I und II, Weinheim 1983.

Benedict, M.; Pigford, T. und Levi, H.: *Nuclear Chemical Engineering*, New York 1981.

BMFT: *Nukleare Entsorgung*, Hrsg.: Bundesministerium für Forschung und Technologie, Bonn 1979.

Bundesregierung: *Bekanntmachung der Grundsätze zur Entsorgungsvorsorge für Kernkraftwerke*, Bundesanzeiger Nr. 58 vom 22.03.1980.

Bundesregierung: *Wohin mit dem radioaktiven Abfall?* Drei Reden zur Entsorgung von Kernkraftwerken, hrsg. vom Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Bonn 1983.

Closs, K. D. und Popp, R: *Direkte Endlagerung, Ergebnisse einer Systemstudie »Andere Entsorgungstechniken«*, atomwirtschaft 8/9, 1985.

Closs, K. D.: *Direkte Endlagerung*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5, Gräfelfing 1985.

Cohen, K.: *The Theory of Isotope Separation as Applied to the Large-scale Production of U-235*, New York 1951.

Deutsche Geologische Gesellschaft (Hrsg.): *Geowissenschaftliche Aspekte der Endlagerung radioaktiver Abfälle, Symposium der Deutschen Geologischen Gesellschaft*, in: Zeitschrift der Deutschen Geologischen Gesellschaft, Band 131, Teil 2, Nov. 1979.

Deutscher Bundestag: *Bericht der Bundesregierung zur Entsorgung der Kernkraftwerke und anderer kerntechnischer Einrichtungen*, Bundestags-Drucksache 10/327 vom 30.08.1983.

Deutsches Atomforum (Hrsg.): *Urananreicherung*, Vorträge anläßlich des Tages des Deutschen Atomforums, Achema 73, Bonn 1974.

Deutsches Atomforum: *Die Versorgung mit Natururan*, Vorträge eines internationalen Symposiums in Mainz, Hrsg.: Deutsches Atomforum e.V., Bonn 1974.

Deutsches Atomforum: *Entsorgung in der Kerntechnik*, Symposium am 19./20.01.1976 in Mainz, Hrsg.: Deutsches Atomforum e.V., Bonn 1976.

Deutsches Atomforum: *Die Windscale-Untersuchung*, Deutsche Übersetzung des englischen Berichts von 1978, Hrsg.: Deutsches Atomforum e.V., Bonn 1979.

Deutsches Atomforum: *Radioaktive Abfälle – Entstehung, Behandlung, Beseitigung*, Hrsg.: Deutsches Atomforum e.V., Bonn 1989.

Deutsches Atomforum: *Plutoniumwirtschaft – Vision eines Atomstaates oder Realität*, Hrsg.: Deutsches Atomforum e.V., Bonn, April 1989.

DWK: *Bericht über das in der Bundesrepublik Deutschland geplante Entsorgungszentrum*, Hrsg.: Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH, Hannover 1977.

DWK: *Brennelement-Zwischenlager Ahaus. Kurzbeschreibung*, Hrsg.: Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH, Hannover 1978.

Ehrfeld, W. und Ehrfeld, H.: *Anreicherung von Uran 235*, Gmelin Handbuch der organischen Chemie, Uran Ergänzungsband Teil A2, S. 57–149, Berlin, Heidelberg, New York 1980.

Gerwin, R.: *So ist das mit der Entsorgung*, Düsseldorf und Wien 1978.

Goldschmidt, B.: *Le Complexe Atomique*, Paris 1980.

Gueron, J.: *Les matériaux nucléaires*, Paris 1977.

Hossner, R.: *Woher das Kernkraftwerk seinen Brennstoff bekommt und was damit geschieht*, Bonn 1980.

Keller, C. und Möllinger, H.: *Kernbrennstoffkreislauf*, Band I und II, Heidelberg 1978.

KfK (Hrsg.): *Wie sicher ist die Entsorgung?* Schrift des KfK, Karlsruhe 1980.

Konrad-Adenauer-Stiftung (Hrsg.): *Entsorgung von Kernkraftwerken – Politische und technische Probleme*, Symposium des Sozialwissenschaftlichen Forschungsinstitutes der Konrad-Adenauer-Stiftung am 7./8.08.1983 in Bonn, Melle 1983.

Krämer, H. G. und von Erichsen, L.: *Uranisotopentrennung in Zentrifugen*, Hrsg.: Deutsches Atomforum e.V., Bonn 1985.

Leschhorn, F.: *Der Weltmarkt für Natururan. Möglichkeiten zur Versorgung der Bundesrepublik Deutschland*, Clausthal-Zellerfeld 1981.

Long, J. T.: *Engineering for Nuclear Fuel Reprocessing*, Hrsg.: American Nuclear Society, 2. Auflage, 1978.

Matz, G. u.a.: *Der Brennstoffkreislauf*, Hrsg.: Deutsches Atomforum, Bonn 1972.

Michaelis, H.: *Andere Entsorgungstechniken, Abschlußbericht: Kosten der Entsorgung in anderen Ländern*, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, November 1984.

NAGRA: *Projekt Gewähr 1985*, 8 Bände, Hrsg.: Nationale Gesellschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (NAGRA), Baden/Schweiz 1985.

NEA: *The Economics of the Nuclear Fuel Cycle*, Paris 1985.

OECD/IAEA: *Uranium – Resources, Production and Demand*, Paris 1994.

OECD/IAEA: *Nuclear Energy and its Fuel Cycle* Paris 1987.

OECD/NEA: *Nuclear Fuel Cycle Requirements*, Paris 1978.

OECD/NEA: *Nuclear Power and Fuel Cycle Data in OECD Member Countries*, Paris 1985.

Patton, W. C.: *The Plutonium Business and the Spread of the Bomb*, London 1984.

Pickert, F. K. und Zech, H. J.: *Brennstoffkreislauf*, Hrsg.: Deutsches Atomforum e.V., Bonn 1981.

Salander, C.: *Risiken bei Wiederaufarbeitung und Endlagerung von Kernbrennstoffen*, in: *Das Risiko Kernenergie*, Hildesheim 1977.

Salander, C.: *Die Entsorgung der Deutschen Kernkraftwerke*, DWK, 1982.

Schmitt, D. und Ciesiolka, J.: *Entsorgungswege im Wirtschaftlichkeitsvergleich*, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Gräfelfing 1985.

Schulz, W. W. und Navratil, I. D.: *Transplutonium Elements. Production and Recovery*, ACS Symposium Series, 1980.

Traube, K.: *Plutoniumwirtschaft?*, Reinbek 1984.

Vogg, H.: *Radioaktivität heute*, Hrsg.: Deutsches Atomforum e.V., Bonn 1970.

Wick, O. S.: *Plutonium-Handbook*, Vol. 1 und 2, New York 1967.

Wunderlich u.a.: *Brennstäbe von Leichtwasserreaktoren*, KTG-Seminar Bd. 5, Verlag TÜV Rheinland GmbH, Köln 1990.

Kapitel 6

Sicherheit und Genehmigungsverfahren

6.1 Strahlenexposition und Strahlenwirkung

Bearbeitet von Alfred Feldmann und Manfred Paschke

Kerntechnische Anlagen geben mit der Abluft und mit dem Abwasser radioaktive Stoffe an die Umwelt ab. Da diese Stoffe, oder richtiger gesagt, die von ihnen ausgehenden ionisierenden Strahlen, das Leben schädigen können, begleitet den Betrieb von Kernkraftwerken und deren Folgeeinrichtungen eine ständige, zum Teil recht widersprüchliche Diskussion.

Kontrovers beurteilt wird vor allem das Ausmaß des gesundheitlichen Risikos bei schwachen Expositionen. Die Dosisrevision für Hiroshima und Nagasaki und die Neuabschätzung der Risiken durch ionisierende Strahlung seitens der Internationalen Strahlenschutzkommision 1990 haben diese Diskussion erneut entfacht[1]. Darüber hinaus bestehen Sorgen hinsichtlich der in kerntechnischen Anlagen vorhandenen Aktivitätspotentiale und deren teilweiser oder sogar gänzlicher Freisetzung. Die Katastrophe von Tschernobyl hat den Menschen weltweit diese Gefahren bewußt gemacht.

gesundheitliches Risiko

6.1.1 Grundbegriffe[2]

Radioaktivität:
Darunter versteht man die Erscheinung, daß bestimmte Atome – ohne vorherige Anregung und von außen nicht beeinflußbar – energiereiche Strahlung aussenden. Dabei wandelt sich ein unstabiles Nuklid (Nuklid = Atomkern, der durch die Summe von Protonen und Neutronen sowie seinen Energiezustand bestimmt ist), ein »Radionuklid«, eventuell über mehrere Zwischenschritte (Zerfallsreihe) in ein stabiles Nuklid um (»radioaktiver Zerfall«).

Radioaktivität

radioaktiver Zerfall

[1] ICRP: *1990 Recommendations of the International Commission on Radiological Protection*, Publication Nr. 60, Annals of the ICRP, Vol. 21, No. 1–3, 1991.

[2] In Anbetracht der Tatsache, daß für die verschiedenen Aktivitäts- und Dosisbegriffe in der älteren Literatur, häufig aber auch heute noch die früher gültigen Einheiten wie *rem* bzw. *mrem* oder *Curie* verwendet werden, haben die Herausgeber in diesem und dem folgenden Kapitel zum besseren Verständnis gelegentlich die entsprechenden Werte in eckigen Klammern hinzugefügt.

Natürliche Radionuklide stammen:

1. aus der Entstehungszeit der Erde (»primordiale Nuklide« mit sehr langen Halbwertszeiten, beispielsweise Kalium-40, Rubidium-87 oder die natürlichen Isotope der schweren Elemente Thorium und Uran),
2. aus den Zerfallsreihen des Thoriums oder Urans (beispielsweise Radium, Polonium, Radon) oder
3. aus Kernreaktionen zwischen Teilchen der kosmischen Strahlung und Atomen in der Atmosphäre. So entstehen z.B. Kohlenstoff-14 oder Tritium ständig neu.

Aktivität [A]:

Aktivität

Die Anzahl der pro Zeiteinheit zerfallenden Atomkerne bezeichnet man als Aktivität. Die Einheit der Aktivität ist das Becquerel (Bq). 1 Bq entspricht einem Zerfallsereignis in einer Sekunde. Die alte Einheit war das Curie (Ci), die Aktivität eines Gramms Radium-226. 1 Ci entspricht 37 Mrd. Bq. Da das Becquerel eine sehr kleine Einheit ist, verwendet man häufig die dezimalen Vielfachen Kilobecquerel (1 kBq = 1 000 Bq), Megabecquerel (1 MBq = 1 000 000 Bq) und Gigabecquerel (1 GBq = 1 000 000 000 Bq).

Spezifische Aktivität:

spezifische Aktivität

Die spezifische Aktivität gibt die Aktivität pro Masseeinheit an. Ra-226 hat z.B. eine spezifische Aktivität von 37 Mrd. Bq/g.

Ionisierende Strahlung:

ionisierende Strahlung

Die von radioaktiven Stoffen ausgehenden Strahlen können wegen der relativ hohen Energie ihrer Teilchen oder Quanten bei der Wechselwirkung mit Materie aus den Atomhüllen Elektronen herausschlagen und dadurch auf direktem oder indirektem Weg geladene Teilchen, »Ionen«, erzeugen. Wegen dieser Wirkung faßt man die Strahlung radioaktiver Stoffe und andere Strahlungen mit gleichen Eigenschaften, beispielsweise Röntgenstrahlung, unter dem Sammelbegriff ionisierende Strahlung zusammen. Die umgangssprachliche Bezeichnung »radioaktive Strahlung« meint nur die ionisierende Strahlung, die von radioaktiven Stoffen ausgeht, und ist mißverständlich: Nicht die Strahlung ist radioaktiv, sondern das Nuklid, von dem sie ausgeht.

Strahlungsenergie:

Strahlungsenergie

Alpha-, Beta- oder Gammastrahlung verlassen den Kern mit einer für das jeweilige Nuklid charakteristischen Energie. Als Maßeinheit wird das Elektronenvolt (eV, s. Kapitel 1.2), verwendet. Die beim radioaktiven Zerfall auftretenden Energien liegen in der Regel im Bereich von Kiloelektronenvolt (1 keV = 1 000 eV) oder Megaelektronenvolt (1 MeV = 1 000 000 eV).

Ionendosis [I]:

Ionendosis

Bei der Wechselwirkung von Strahlung mit Materie wird die Strahlungsenergie ganz oder teilweise von der Materie aufgenommen (absorbiert). Dabei werden in der Materie Ladungsträger beiderlei Vorzeichens (positive und negative Ionen) erzeugt. Die erzeugte Ladung je Masseeinheit, gemessen in Coulomb pro Kilogramm (C/kg), heißt Ionendosis. Früher wurde für die Io-

nendosis eine besondere Einheit verwendet, das Röntgen (R). 1 R entspricht 0,000258 C/kg (in Luft).

Energiedosis [D]**:**
Die pro Masseeinheit absorbierte Energiemenge bezeichnet man als Energiedosis. Die Einheit ist das Gray (Gy). Die Dosis 1 Gy entspricht einer absorbierten Energie von 1 Joule pro Kilogramm (1 J/kg). Die alte Einheit war das rad (rd). 100 rd entsprechen 1 Gy.

Energiedosis

Kerma:
Ein Dosisbegriff für indirekt ionisierende Strahlung (ungeladene Teilchen, Photonen), wird insbesondere in der Neutronendosimetrie benutzt und ist definiert als die Summe der kinetischen Energien aller in einem bestimmten Volumen erzeugten geladenen Teilchen pro Masse der Materie in diesem Volumen (Kerma = kinetic energy released in matter).

Kerma

Äquivalentdosis [H]**:**
Die schädigende Wirkung ionisierender Strahlung ist vom linearen Energieübertragungsvermögen [L^∞] bzw. der Ionisationsdichte abhängig. Unterschiedliche Strahlenarten und Strahlenenergien führen zu unterschiedlichen Ionisationsdichten und haben daher unterschiedliche biologische Wirksamkeit.

Äquivalentdosis

Im praktischen Strahlenschutz hat man zur Normierung der Dosis auf gleiche biologische Wirksamkeit für die einzelnen Strahlenarten Bewertungsfaktoren [q] definiert, die diesen quantitativen Unterschieden modellhaft Rechnung tragen. Die mit q multiplizierte Energiedosis wird als Äquivalentdosis bezeichnet. Der Bewertungsfaktor q ist das Produkt aus einem Qualitätsfaktor [Q], der die unterschiedlich starke biologische Wirksamkeit der verschiedenen Strahlenarten und -energien berücksichtigt, und einem modifizierenden Faktor [N], der das Produkt aller anderen, die Strahlenwirkung beeinflussenden Faktoren (unter anderem Energiedosisleistung und Fraktionierung) darstellt. Für N gilt im Regelfall der Wert 1.

Qualitätsfaktor

Der Qualitätsfaktor hat für jede Strahlenart und Strahlenenergie einen charakteristischen Wert. Da in der Praxis im Prinzip immer eine Mischung verschiedener Strahlenenergien vorliegt, kann aus den Einzelwerten für Q ein effektiver Qualitätsfaktor [$\overline{Q}$] berechnet werden. Im praktischen Strahlenschutz genügen in der Regel Näherungswerte des effektiven Qualitätsfaktors $\overline{Q}$ für die verschiedenen Strahlenarten, wie sie in Anlage VII StrlSchV[3] wiedergegeben sind.

»Dicht ionisierende Strahlung« (mit hohem L^∞: Alphateilchen, Protonen, Neutronen) gibt in Materie ihre Energie auf einem sehr kurzen Weg an diese ab und hat hohe Qualitätsfaktoren.

Ionisationsdichte

»Locker ionisierende Strahlung« (mit niedrigem L^∞: Betateilchen, Positronen, Gamma- und Röntgenstrahlung) überträgt ihre Energie auf einem sehr langen Weg an die Materie. Sie besitzt niedrige Qualitätsfaktoren[3].

[3] BMU: *Verordnung über den Schutz vor Schäden durch ionisierende Strahlen (Strahlenschutzverordnung – StrlSchV)*, Bundesgesetzblatt, Jahrgang 1989, Teil I, S. 1321, Bonn, 1989.

Qualitätsfaktor, modifizierender Faktor und Bewertungsfaktor sind dimensionslos. Die Dimension der Äquivalentdosis (J/kg) entspricht daher der Dimension der Energiedosis. Die Äquivalentdosis hat eine besondere Einheitenbezeichnung, das Sievert (Sv). Für die Umrechnung der alten Einheit rem in Sievert gilt: 1 Sv = 100 rem.

Effektive Dosis:

Effektive Dosis

Die ICRP-Empfehlungen und die deutsche Strahlenschutzverordnung verwenden bei der Festlegung von Grenzwerten die effektive Äquivalentdosis, auch kurz effektive Dosis genannt. Sie ist die Summe der nach den Anteilen der einzelnen Organe und Gewebe am gesamten Strahlenrisiko mit den Faktoren der Anlage X, Tabelle X. 2 StrlSchV[3] gewichteten Äquivalentdosen in diesen Organen oder Geweben (Erläuterung s. Kapitel 6.1.4.1).

Dosisleistung (Dosisrate):

Dosisleistung

Unter Dosisleistung versteht man die Dosis pro Zeiteinheit (den differentiellen Quotienten aus Dosis und Zeit, $\Delta I/\Delta t, \Delta D/\Delta t, \Delta H/\Delta t$). Sie wird in der Regel in Gray, Milligray, Sievert oder Millisievert pro Minute oder Stunde angegeben. Bei sehr langen Zeiträumen (Wochen, Monaten, Jahren) spricht man nicht von Dosisleistung sondern von Wochen-, Monats- beziehungsweise Jahresdosis.

Genetisch signifikante Dosis:

genetisch signifikante Dosis

Sie stellt den Mittelwert der nach Alter, Geschlecht und Kindererwartung gewichteten Keimdrüsendosen eines Kollektivs dar. Seit der Einführung des Konzeptes der effektiven Äquivalentdosis, die auch die vererbbaren Schäden berücksichtigt, wird die genetisch signifikante Dosis im Strahlenschutz nicht mehr benutzt.

Kollektivdosis:

Kollektivdosis

Darunter ist die Summe aller Einzeldosen eines Kollektivs zu verstehen. Die Maßeinheit ist Personen × Sievert [manSv] (früher Personen × rem [manrem, 1 manSv = 100 manrem]). Mit Einschränkungen (es ergibt strahlenbiologisch keinen Sinn, winzigste zusätzliche Einzeldosen in einem großen Kollektiv zu summieren) kann sie als Maßzahl für das radiologische Gesamtrisiko eines Kollektivs herangezogen werden.

Zeitfaktor:

Zeitfaktor

Der Zeitraum, über den eine Dosis verteilt ist, beeinflußt deren biologische Wirkung. Die gleiche Dosis ist stärker wirksam, wenn sie in kurzer Zeit aufgenommen wird, als bei Verteilung über einen längeren Zeitraum. Die Erscheinung ist dadurch erklärbar, daß bei zeitlicher Streckung der Dosis der je Zeiteinheit auftretende Schaden kleiner ist und deshalb auch wirkungsvoller repariert werden kann, wobei natürlich die Reparaturkapazität nicht überschritten werden darf. Der Zeitfaktor ist damit sichtbarer Ausdruck des Reparaturvermögens lebender Zellen.

6.1.2 Strahlenexposition

Der Mittelwert der jährlichen Effektivdosis für den Menschen durch natürliche und zivilisatorische Strahlenexposition beträgt in Deutschland[4] im Mittel knapp 4 mSv [400 mrem] (s. Tabelle 6.1). Die Strahlenexposition erfolgt auf zwei Wegen:

zivilisatorische Strahlenexposition

- Durch Strahlenquellen, die von außen auf den Menschen einwirken (äußere Strahlenexposition).
- Durch radioaktive Stoffe, die in den Körper aufgenommen werden (innere Strahlenexposition).

Je nach Herkunft der Strahlung unterscheidet man zwar zwischen natürlicher und zivilisatorischer (künstlicher) Strahlenexposition, doch besteht in der Wirkung auf Lebewesen zwischen beiden keinerlei Unterschied.

Tabelle 6.1: Mittelwerte der Effektivdosis für die Strahlenexposition aus natürlichen und zivilisatorischen Quellen in der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1988 (nach Bundesratsdrucksache 743/89)

Strahlenquelle	Effektive Äquivalentdosis[a] mSv/a	mSv/a
Exposition aus natürlichen Quellen		
Kosmische Strahlung		0,3
Terrestrische Strahlung		0,5
Ingestion natürlicher Radionuklide (K-40 u.a.)		0,3
Inhalation von Rn und Folgeprodukten		1,3
Exposition aus zivilisatorischen Quellen		
Diagnostische Anwendungen in der Medizin		1,5
Kerntechnik (in Deutschland)		<0,01
Fall-out aus Tschernobyl		0,04
davon äußere Exposition	0,025	
davon innere Exposition	0,015	
Kernwaffen-Fall-out		<0,01
Technische Anwendungen und Störstrahler		<0,02
Berufliche Exposition (gemittelt über Gesamtbevölkerung)		<0,01
Mittlere Gesamtexposition		ca. 4

[a] [1 mSv/a = 100 mrem/a].

Effektivdosis in Deutschland

6.1.2.1 Strahlenexposition aus natürlichen Quellen

Rund 2,4 mSv der mittleren jährlichen Strahlenexposition in Deutschland stammen aus natürlichen Quellen. Natürliche Quellen für die äußere Strahlenexposition sind einmal die kosmische Strahlung, die durch Kernreaktionen in den obersten Schichten der Atmosphäre zu einer am Erdboden zu beobachtenden Sekundärstrahlung führt (Effektivdosis auf Meereshöhe

Strahlenexposition: natürliche Quellen

[4] Bundesratsdrucksache 743/89, Bonn, 1989.

0,3 mSv/a, je 100 m Höhenzunahme Anstieg um etwa 0,02 mSv), und zum anderen die Strahlung natürlicher Radionuklide in der Erde, die terrestrische Strahlung (Mittelwert der Effektivdosis in Deutschland 0,5 mSv/a, Schwankungsbereich 0,3 bis 1,5 mSv/a [30 bis 150 mrem/a]).

innere Strahlenexposition

Die innere Strahlenexposition erfolgt durch Inhalation natürlicher Radionuklide mit der Atemluft, hauptsächlich von Radon und seinen Folgeprodukten (kurzlebigen Alphastrahlern) beim Aufenthalt in Häusern (Mittelwert der Effektivdosis in Deutschland etwa 1,3 mSv/a [130 mrem/a] mit sehr großem Schwankungsbereich), sowie durch Aufnahme natürlicher Radionuklide mit der Nahrung (Ingestion). Die Ingestionsbelastung erfolgt vor allem durch Kalium-40, in geringerem Umfang sind noch Kohlenstoff-14, Uran und Thorium beteiligt. Die Effektivdosis aus Ingestion natürlicher Radionuklide liegt bei etwa 0,3 mSv/a [30 mrem/a]. In Deutschland werden also etwa zwei Drittel der natürlichen Strahlenexposition durch in den Körper aufgenommene natürliche radioaktive Stoffe verursacht[5].

Die Abweichungen von den angegebenen Mittelwerten sind zum Teil beachtlich. Hierzu einige Beispiele:

- 3 Wochen Aufenthalt im Hochgebirge (über 2 000 m) führen zu einer Effektivdosis von 0,02 mSv.
- Ein einstündiger Flug bringt 0,001 bis 0,005 mSv Effektivdosis, das bedeutet für die Crew immerhin etwa 4 mSv/a (effektiv).
- In einem gekachelten (Uranglasur) Bad kann der Besitzer bei 30 Minuten Aufenthalt pro Tag bis zu 1,5 mSv/a Effektivdosis erhalten.
- Radium-226 im Trinkwasser führt in Deutschland im Mittel zu einer Knochendosis von 0,25 mSv/a.
- Der natürliche Radiumgehalt von Paranüssen ergibt pro genossene 100 Gramm eine Jahresdosis der Knochenoberfläche von rund 1,1 mSv.
- Die Bronchial- und Lungendosis durch natürliches Blei-210 und Polonium-210 aus dem Tabakrauch beträgt für einen Raucher bis zu 8 mSv/a.

Strahlenexposition im Ausland

Die für Deutschland genannten Werte der Strahlenexposition durch natürliche Quellen werden in anderen Ländern[6] zum Teil weit überschritten:

- Über 7 Mio. Bewohner der Granitgebiete in Frankreich sind einer Effektivdosis von 3 mSv/a ausgesetzt.
- Für Monazitgebiete in Indien (Kerala) werden für etwa 60 000 Bewohner Dosiswerte von über 5 mSv/a angegeben, darunter Spitzenwerte von mehr als 20 mSv/a.
- In Brasilien werden in einigen Gebieten teilweise noch höhere Dosen gemessen: 8,5 bis 17 mGy/a (Ortsdosis) in der Stadt Guarapari, bis 35 mGy/a (Ortsdosis) in Araxa-Tapira (Staat Minas Gerais), bis 170 mGy/a (Ortsdosis) in einigen Küstenregionen, und schließlich ergab sich bei einer dosimetrisch kontrollierten Gruppe von 317 Personen eine mittlere jährliche Gewebedosis von 5,5 mSv (Schwankungsbreite 0,9 bis 28 mSv) allein durch die äußere Strahlenexposition.

[5] K. Aurand et al.: *Die natürliche Strahlenexposition des Menschen*, G. Thieme, Stuttgart 1974.

[6] *Proceedings of the International Symposium on Areas of High Natural Radioactivity*, Pocos de Caldas, Brazil, 1975.

Ähnliche Aussagen lassen sich auch auch für die innere Exposition durch Radon und Folgeprodukte in Häusern machen. In Kurorten werden Radonexpositionen zum Teil aus medizinischer Indikation bewußt gesucht. Im Zentrum von Badgastein[7] entspringen zum Beispiel Thermalquellen, die täglich 5 Mio. Liter Wasser mit einem mittleren Radongehalt von 1 480 Bq/l liefern. Das Radon wird in den Quellenstollen, den Pumpen, den Sammelbehältern und in den Badekabinen des Kurhauses freigesetzt. Die Lungenexposition der Einwohner im Zentrum Badgasteins durch Radon und Folgeprodukte liegt bei 20 bis 80 mSv/a [2 bis 8 rem/a] (= 2,4 bis 9,6 mSv Effektivdosis), für das Personal in den Badekabinen liegen die Lungendosen bei 30 bis 150 mSv/a (= 3,6 bis 18 mSv effektiv), die Beschäftigten unter Tage waren sogar Lungendosen bis zu 1 600 mSv/a (= 192 mSv effektiv) ausgesetzt.

Radon in Häusern

Nach ICRP 39 wird aus einigen Ländern in Einzelfällen von Radonkonzentrationen in Häusern bis über 10 000 Bq/m^3 berichtet [8], das entspricht einer effektiven Jahresdosis von mehr als 200 mSv [20 rem/a] und damit dem Zehnfachen der maximalen Jahresdosis für beruflich strahlenexponierte Personen nach ICRP 60 (1991).

Die Strahlenexposition aus natürlichen Quellen wird in ihrer Schwankungsbreite auch durch zivilisatorische Aktivitäten beeinflußt.

Ein Problem besonderer Art stellen die Abraumhalden und Laugungsrückstände (mill-tailings) beim Uranerzbergbau dar (s. Abbildung 2.24, S. 129). Die Laugungsrückstände enthalten mit den Zerfallsprodukten des Urans und dem nichtausgelaugten Thorium und seinen Tochternukliden nahezu 90 % der Radioaktivität des Ausgangserzes. Aus den Abraumhalden und den zum Teil auf sehr niedrige Korngrößen gemahlenen »tailings« tritt zum einen das ständig neu entstehende gasförmige Radon aus, zum anderen sind die Zerfallsprodukte der Uran- und Thoriumreihe (Radium, Polonium und Blei-210) durch den Laugungsprozeß in eine besser wasserlösliche Form gebracht worden.

Uranerzbergbau

Die Inhalation des Radon und seiner ebenfalls kurzlebigen und meist α-strahlenden Folgeprodukte, die Direktstrahlung aus den Halden und die Ingestion von Radium, Polonium und Blei-210 können unter Umständen zu erheblichen Strahlenexpositionen[9,10] der Bevölkerung in der Umgebung führen. Ein wirksames Mittel gegen das Austreten des Radons ist das Abdecken der Halden mit Erdreich. Die Diffusion des Radons wird dadurch

[7] J. Pohl-Rüling in: *Meeting on Natural Radioactivity in our Environment*, Nordic Society for Radiation Protection, Geilo (Norway) 1980.

[8] ICRP (International Commission on Radiological Protection): *Principles for Limiting Exposure of the Public to Natural Sources of Radiation*, Publication Nr. 39, Annals of the ICRP, Vol. 14 No. 1, 1984.

[9] ICRP (International Commission on Radiological Protection): *Lung Cancer Risk from Indoor Exposures to Radon Daughters*, Publication Nr. 50, Annals of the ICRP, Vol. 17 No. 1, 1987.

[10] H. Paretzke und W. Jacobi: *Umweltradioaktivität und Krebs am Beispiel von Radon*, in: *Umwelt und Krebs, Tagung der AGF*, 13./14. Dezember 1990, Bonn-Bad Godesberg.

Diffusion des Radons

so stark verzögert, daß der überwiegende Teil des Gases bereits innerhalb der Erdabdeckung zerfällt und nicht mehr austreten kann. Der seit Kriegsende intensiv betriebene und jetzt nahezu zum Erliegen gekommene Uranbergbau im sächsisch-thüringischen Erzgebirge hat erhebliche Altlasten an Halden und Laugungsrückständen hinterlassen, die nunmehr zur Sanierung anstehen.

Radioaktivität aus Kohle

In den Reststoffen aus der Kohleverbrennung (Flugasche, Schlacke) ist die spezifische Aktivität rund zehnmal höher als in der Kohle. Schlacken aus metallurgischen Verfahren können gegenüber dem Ausgangserz mehr als das Hundertfache an Radioaktivität enthalten. Mit der jährlichen Einfuhr von rund 3 Mio. t Rohphosphat gelangen auch etwa 150 t Uran[11] (mit 37 000 GBq Radium) nach Deutschland. Arbeiter in Düngerlagern sind dadurch einer zusätzlichen Strahlenexposition (Effektivdosis) von bis zu 0,4 mSv/a ausgesetzt.

Radioaktivität in Dünger

Bei der Weiterverarbeitung des Rohphosphats zu Dünger fällt Chemiegips an, der den überwiegenden Anteil der Radioaktivität enthält. Ist Phosphorit das Ausgangsmaterial, kann die spezifische Aktivität des Gipses das 30fache der mittleren Aktivität der Erdkruste betragen. In Räumen, die mit diesem Gips verputzt sind, treten erhöhte Radonkonzentrationen auf. Schlechte Raumbelüftung und gute Wärmedämmung steigern die Radonexposition. Die Verringerung der Belüftungsrate um nur 10 % erhöht die Lungenexposition um 0,5 mSv/a (effektiv 0,06 mSv).

Die deutsche Strahlenschutzkommission stellte in einer im November 1980 veröffentlichten Stellungnahme fest, daß die kurzlebigen Folgeprodukte des Radons in der Raumluft von Häusern eine mittlere jährliche Äquivalentdosis von 6 bis 13 mSv im Bronchialepithel und von 1,5 bis 4 mSv im Alveolarbereich verursachen. Bei etwa 10 % aller Häuser werden diese Werte um mehr als das Dreifache übertroffen. Eine Reduktion der Belüftungsrate auf die Hälfte kann zu einer Verdopplung der vorgenannten Werte führen. Hohe Radonkonzentrationen in Räumen können durch Diffusion des Radons aus dem Untergrund oder durch Verwendung von Baumaterialien mit hohem Gehalt an natürlichen Radionukliden, wie Schlackensteine, oder Chemiegips auftreten. Das Radon-Problem wird damit zu einem der wichtigsten und schwierigsten Strahlenschutzprobleme überhaupt[10].

6.1.2.2 Strahlenexposition aus zivilisatorischen (künstlichen) Quellen

Effektivdosis durch Medizin

Die zivilisatorische Komponente (Jahresmittelwert der Effektivdosis in Deutschland knapp 1,6 mSv [160 mrem]) wird fast ausschließlich durch medizinisch-diagnostische Maßnahmen verursacht. Diese Strahlenexposition resultiert aus der nuklearmedizinischen Diagnostik und vor allem aus weit über 100 Mio. Röntgenuntersuchungen, die jährlich in Deutschland durchgeführt werden. Statistisch wird jeder Bürger etwa 1,8mal pro Jahr un-

[11] BMI: *Umweltradioaktivität und Strahlenbelastung*, Jahresbericht 1980, Bundesminister des Inneren.

tersucht. Da im Verlauf eines Jahres immer nur ein Teil der Bevölkerung geröntgt wird, erhöht sich im Einzelfall die tatsächliche Exposition gegenüber dem Mittelwert erheblich. Oberflächendosen von weit über 10 mSv sind beispielsweise bei Untersuchungen des Magen-Darmtraktes nicht ungewöhnlich. Zur medizinischen Anwendung gehört auch die Krebstherapie mit teilweise extrem hohen Teilkörperdosen (kumulativ etwa 5 bis 8 Gy).

Tschernobyl

Weniger als 0,1 mSv des Jahresmittelwertes verteilen sich auf den Fallout durch den Reaktorunfall in Tschernobyl (Mittelwert der Effektivdosis in Deutschland 0,04 mSv [4 mrem]) und die restlichen zivilisatorischen Quellen: die radioaktiven Niederschläge aus Kernwaffenexperimenten in der Atmosphäre, die in den letzten Jahrzehnten stark zurückgegangen sind (effektiv <0,01 mSv), die radioaktiven Ableitungen (Abwasser und Abluft) aus kerntechnischen Anlagen (effektiv <0,01 mSv), auf Strahlenexpositionen durch Krankenhäuser, Forschungseinrichtungen, Industriebetriebe und durch »Störstrahler« – z.B. Fernsehbildröhren – (effektiv <0,02 mSv). Der auf die Gesamtbevölkerung umgerechnete Anteil der beruflichen Strahlenexposition schlägt ebenfalls nur mit weniger als 0,01 mSv Effektivdosis zu Buche.

6.1.3 Biologische Wirkungen beim Menschen[12,13,14]

6.1.3.1 Die Wirkungskette für ionisierende Strahlung

Energiereiche Strahlung, die im Körpergewebe absorbiert wird, führt in einer physikalischen Primärreaktion auf der molekularen Ebene zunächst zur Anregung oder Ionisation (Erzeugung von Ladungsträgern). Dabei entstehen neben geladenen Teilchen (Ionen) auch ungesättigte Molekülbruchstücke (freie Radikale). Molekülverbände und größere Strukturen können dadurch in ihrem Aufbau so stark verändert werden, daß ihre Funktionsfähigkeit gestört ist oder gänzlich verloren geht. Beim Zustandekommen dieser physikalischen Primäreffekte spielen weder Strahlenart noch -herkunft eine Rolle, wenn die Mindestenergie zur Erzielung von Ionisationen vorhanden ist. Damit besteht in der Wirkungsweise keinerlei Unterschied zwischen natürlicher und künstlicher oder innerer und äußerer Strahlenexposition.

chemische und biochemische Reaktionen

An die physikalischen Primäreffekte schließt sich eine Kette von Reaktionen im chemischen und biochemischen Bereich an (s. Abbildung 6.1). Molekülbruchstücke können sich dabei auch zu toxischen Verbindungen zusammenschließen und dadurch den physikalischen Primärschaden sekundär

[12] BEIR-V: *Committee on the Biological Effects of Ionizing Radiation*, 1990 Report, Washington D.C. 1990.

[13] SSK: *Aktuelle Fragen zur Bewertung des Strahlenkrebsrisikos*, Veröffentlichungen der Strahlenschutzkommission, Band 12, Gustav Fischer, Stuttgart 1988.

[14] UNSCEAR (United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation): *Genetic and Somatic Effects of Ionizing Radiation*, United Nations Sales Publication Number E. 86. IX. 9, New York 1986.

verstärken. Das häufigste toxische Produkt, das so entsteht, ist Wasserstoffperoxid (Radiolyse des Zellwassers).

Wirkung ionisierender Strahlung

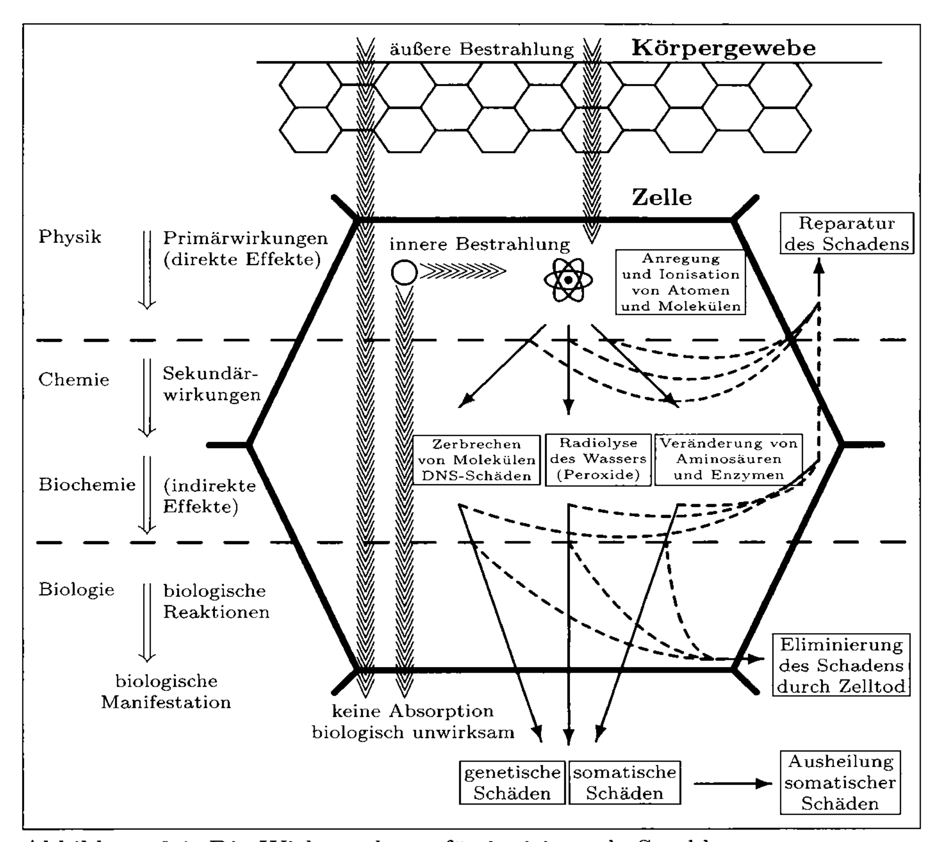


Abbildung 6.1: Die Wirkungskette für ionisierende Strahlung.

DNA

Zu den wichtigsten Molekülen in der lebenden Zelle zählt die Desoxyribonukleinsäure (DNA), die – verschlüsselt im genetischen Code – die Erbinformation enthält. Ionisationsereignisse oder sekundäre chemische Reaktionen (Oxydationen durch Peroxide!) in ihrem Bereich können zu Veränderungen dieses molekularen Codes führen.

Allerdings ist die so vollzogene Schädigung des Trägers der Erbinformationen noch nicht mit dem Wirksamwerden von Erbänderungen (Mutationen) und damit mit dem dem Auftreten von Krebs beim Betroffenen oder von Erbschäden in der Nachkommenschaft gleichzusetzen. Der lebende Organismus verfügt über die Möglichkeit, Schäden in der DNA zu reparieren, und er kann darüber hinaus genetisch veränderte Zellen eliminieren. Erst wenn die Abwehrsysteme versagen bzw. wenn sie durch eine zu hohe Strahlendosis überfordert werden, kommt es zu gesundheitlichen Konsequenzen.

Man unterscheidet dabei zwischen somatischen Frühschäden (akuten Schäden) – dazu gehören auch die Embryonalschäden in Form von Mißbildungen –, somatischen Spätschäden (Krebs und Leukämie) sowie vererbbaren Schäden (genetischen Schäden). Spätschäden treten erst nach nach jahre- oder jahrzehntelangen Latenzzeiten auf, die bei Leukämie kürzer sind als bei den soliden malignen Tumoren. Die Manifestation vererbbarer Schäden hat zur Voraussetzung, daß die Keimdrüsen oder Keimzellen von der Strahlung erfaßt worden sind.

6.1.3.2 Frühschäden (akute Schäden)

Der Mechanismus des Frühschadens:

Frühschäden zeigen sich nur nach relativ hohen Strahlendosen, treten spätestens einige Wochen nach der Strahleneinwirkung auf und sind bis zu bestimmten Schädigungsgraden ausheilbar. Oberhalb eines Schwellenwertes (beim Menschen etwa 250 mSv [25 rem]) verstärkt sich hier mit zunehmender Dosis bei Ganzkörperexposition und hoher Dosisleistung die Schwere der Erkrankung aller Betroffenen weitgehend einheitlich.

Frühschäden

Dabei werden Reaktionen der strahlenempfindlichen Organe, zu denen insbesondere die Blutbildungsorgane (Knochenmark, Milz, Thymus, Lymphknoten), die Schleimhautkomplexe des Magen-Darm-Traktes und der Luftwege, die Keimdrüsen sowie die Haarpapillen gehören, erkennbar (»Strahlenkrankheit«). Die genannten Organe und Gewebe zeichnen sich durch hohe Zellteilungsaktivität aus. Zwischen der Intensität der Zellteilungstätigkeit in einem Gewebe und seiner Strahlenempfindlichkeit besteht eine direkte Beziehung.

Blutbildungsorgane

Der Strahlenschaden ist nun dadurch charakterisiert, daß die Zellneubildung zunächst verlangsamt abläuft. Dabei wird die Teilung des Zellkerns dosisbhängig mehr oder weniger lange blockiert, wodurch die Zeitspanne zwischen zwei Zellteilungen, die Zyklusdauer, ansteigt. Weil die vorhandenen Zellen aber in der gleichen Zeit wie bisher absterben, nimmt die Zellzahl insgesamt ab.

Für das Krankheitsbild bei hohen Strahlendosen ist dann entscheidend, daß nicht nur die Zellneubildung verzögert wird, sondern auch immer mehr Zellen die Fähigkeit zur Zellneubildung verlieren. Während der Blockierung des Zellkerns laufen nämlich die zytoplasmatischen Vermehrungsvorgänge als Vorbereitung für die Zellteilung weiter. Dadurch kommt es zu einer Verschiebung der Kern-Plasma-Relation. Bei höheren Dosen und dementsprechend langer Verzögerung der Kernteilung führt das zu einer Ausdifferenzierung von Stammzellen zu Funktionszellen, die damit ihre Teilungsfähigkeit auf Dauer verlieren. So wird z.B. bei einer Dosis von 2 Gy [200 rd] die Zahl der teilungsfähigen Zellen auf etwa die Hälfte reduziert, bei einer Dosis von 7 Gy [700 rd] ist nur noch 1 % der Zellen zur Teilung fähig.

hohe Strahlendosen

Aufgrund der hohen Empfindlichkeit der Zellneubildung gegenüber der Einwirkung ionisierender Strahlung ergeben sich für das keimende Leben

im Mutterleib besondere Risiken. Dabei sind die ersten Entwicklungsmonate, in denen das Zellteilungsgeschehen besonders intensiv abläuft und die Organbildung stattfindet, das empfindliche Stadium für die Auslösung von Mißbildungen (etwa zwischen der 8. und 18. Schwangerschaftswoche).

Man geht allerdings heute davon aus, daß unterhalb von etwa 0,1 Sv derartige Schäden nicht auftreten. Dosen in der Größenordnung der natürlichen Exposition sind hier also ohne Relevanz.

Das Krankheitsbild des Frühschadens:

Ganzkörperexposition

Die ersten Veränderungen im Zellteilungsgeschehen zeigen sich nach Ganzkörperexposition in dem bereits genannten Dosisbereich von 200 bis 300 mSv in Form von quantitativen Blutbildveränderungen, und zwar sinkt zunächst die Zahl der Leukozyten ab. Dementsprechend kann die Schwellendosis für den Frühschaden durch das Absinken der Leukozytenzahl unter den Normalwert definiert werden. Der Schaden ist nur am Blutbild feststellbar, es treten bei Dosen im Bereich des Schwellenwertes keine vom Betroffenen warnehmbaren Krankheitssymptome auf.

Bei Dosen ab etwa 1 Sv kommt es zur Strahlenkrankheit. Die entscheidende Krankheitsursache besteht darin, daß die Schleimhäute und insbesondere das lymphatische System ihre Schutzfunktion nicht mehr in vollem Umfang erfüllen können; dem ständigen mikrobiellen Angriff wird so die Tür geöffnet. Als Folge treten entzündliche Prozesse im Bereich der Luft- und Speisewege auf. Ernsthaftere Komplikationen sind unterhalb von 1 Sv selten; die Krankheit wird im Normalfall rasch überwunden.

Für das Krankheitsbild nach hohen Expositionen ist der zunehmende Verlust an teilungsfähigen Stammzellen (durch Ausdifferenzierung) entscheidend. Das führt beispielsweise bei einer Keimdrüsendosis von 2 bis 4 Sv bei Männern zu vorübergehender und bei etwa 5 Sv zu meist lebenslanger Sterilität. Im Dosisbereich von 5 Sv liegt bei Ganzkörperexposition auch die D_L50 (Dosis, bei der 50 % der Betroffenen den Strahlenschaden nicht überleben).

Ganzkörperexpositionen mit mehr als 7 Sv sind fast immer tödlich. Sie sind mit schweren Entzündungen des Magen-Darm-Traktes, inneren Blutungen und hohem Fieber verbunden. Letztlich handelt es sich dabei um eine schwere Infektionskrankheit, die aus der fehlenden Schutzfunktion der Schleimhautkomplexe und des lymphatischen Systems resultiert.

Im Rahmen der Behandlungsmaßnahmen bei hohen Dosen wird zur Reaktivierung des blutbildenden Systems die Übertragung von körperfremden, teilungsaktiven Knochenmarkzellen eingesetzt.

Tschernobyl

Bei dem Bedienungspersonal und den Löschmannschaften von Tschernobyl hatten diese Maßnahmen nur einen geringen Erfolg. Bei 13 Transplantationen (Strahlendosen 5,6 bis 13,4 Gy [560 bis 1 340 rd]) gab es nur zwei Überlebende (Dosis 5,6 bzw. 8,4 Gy). In vier Fällen führte ein »immunologischer Krieg« zwischen dem transplantierten und dem körpereigenen Knochenmark zum Mißerfolg. In den anderen Fällen war das Ergebnis der Behandlung negativ, weil bei den Betroffenen die Atemwege durch

Tabelle 6.2: Frühschadenssymptome nach akuter Ganzkörperexposition

Schwellendosis 0,25 Sv [25 rem]	*Erste klinisch faßbare Bestrahlungseffekte* (0,20–0,30 Sv) Kurzzeitige quantitative Veränderungen im Blutbild, insbesondere Absinken der Lvmphozytenzahl.
Subletale Dosis 1,00 Sv [100 rem]	*Vorübergehende Strahlenkrankheit* (0,75–1,50 Sv) Unwohlsein (Strahlenkater) am ersten Tag möglich. Absinken der Lymphozytenzahl im Verlauf von zwei Tagen auf Werte von ca. 1 500/mm³. Nach einer Latenzzeit von zwei bis drei Wochen treten Haarausfall, wunder Rachen, Appetitmangel, Diarrhöe, Unwohlsein, Mattigkeit, stecknadelkopfgroße purpurfarbene Hautflecken (Petechien) auf. Bei Männern vorübergehendes Absinken der Spermienproduktion. Meist baldige Erholung.
Mittelletale Dosis 4,00 Sv [400 rem]	*Schwere Strahlenkrankheit* (3–6 Sv) Übelkeit und Erbrechen am ersten Tag. Absinken der Lymphozytenzahl bei Dosen um ca. 3 Sv auf Werte um 1 000/mm³, bei Dosen über 5 Sv fast vollkommenes Verschwinden aus der Blutbahn. Bei Granulozyten zunächst steiler Anstieg, ab zweite Woche Abfall der Werte auf etwa 2 000/mm³. Hauptursache für große Infektionsneigung. Nach 10 bis 14 Tagen zeigen sich Haarausfall, Appetitmangel, allgemeines Unwohlsein, Diarrhöe, schwere Entzündungen im Mund- und Rachenraum, innere Blutungen (Hämorraghie), Fieber, Petechien, Purpura (größere purpurfarbene Hautflecken). Bei Männern je nach Dosis vorübergehende bis lebenslange Sterilität, bei Frauen Zyklusstörungen. Bei fehlenden Therapiemaßnahmen ist bei Dosen über 5 Sv mit etwa 50 % Todesfällen zu rechnen.
Letale Dosis 7,00 Sv [700 rem]	*Tödliche Strahlenkrankheit* (6–10 Sv) Übelkeit und Erbrechen nach ein bis zwei Stunden. Nach drei bis vier Tagen: Diarrhöe Erbrechen, Entzündungen in Mund und Rachen sowie im Magen-Darm-Trakt (Hämorraghie), Fieber, schneller Kräfteverfall. Bei fehlenden Therapiemaßnahmen Mortalität fast 100 %.

Strahlenkrankheit nach Ganzkörper-Bestrahlung

Inhalation kurzlebiger Radionuklide und giftiger Gase aus dem Brand lokal teilweise so stark in Mitleidenschaft gezogen waren, daß letztlich diese Schäden zum Tode führten.

6.1.3.3 Spätschäden

Bei den Spätschäden nimmt mit steigender Dosis nicht – wie bei den Frühschäden – die Schwere des Krankheitsbildes sondern die Wahrscheinlichkeit für eine Krebserkrankung oder für erbgeschädigten

Spätschäden

Nachwuchs zu. Es besteht eine stochastische Beziehung zwischen Dosis und Schaden, das heißt, die Verteilung der Schadensfälle erfolgt zufallsmäßig. Ein Schaden tritt also immer nur bei einem bestimmten Prozentsatz der Betroffenen auf.

Aus dieser Art der Verteilung läßt sich ableiten, daß die Menschen aufgrund ihrer erblichen Konstitution oder auch ihres Alters und ihrer Lebensweise für die Induktion von Krebs und Erbschäden bzw. deren Abwehr individuell in unterschiedlichem Maße veranlagt sind. Infolge dieser Verschiedenheit ist das Auftreten von Spätschäden zwangsläufig viel weniger an eine bestimmte Dosis gebunden als dies bei den akuten Schäden der Fall ist. Eine kritische Dosisschwelle, entsprechend den Verhältnissen bei den akuten Schäden, läßt sich deshalb hier nicht definieren.

Probleme der Risikoabschätzung:
Im Bereich relativ hoher Dosis und Dosisleistung läßt sich ein ursächlicher Zusammenhang zwischen Strahlendosis und Krebs- oder Leukämierate klar nachweisen, z.B. bei Patientenkollektiven nach Röntgentherapie oder bei den Überlebenden in Hiroshima und Nagasaki.

Röntgentherapie

Bei niedriger Dosis und niedriger Dosisleistung konnten zuverlässige Daten für einen derartigen kausalen Zusammenhang bislang nicht gefunden werden. Das hat seinen Grund darin, daß Krebs und Leukämie keine typischen Strahlenschäden sind, sondern auch durch viele andere Ursachen ausgelöst werden, und daher »spontan« in großer Zahl auftreten. Jährlich sterben in Deutschland weit mehr als 200 000 Menschen an Krebs (24 % aller Todesfälle). Dabei treten Krebs und Leukämie innerhalb bestimmter Zeiträume nicht in konstanter Zahl auf, sondern zeigen Schwankungen um einen Mittelwert. Diese sind um so größer, je kleiner die Kollektive und je kürzer die betrachteten Zeiträume sind.

Statistische Analysen strahlenbedingter Spätschäden erfordern deshalb entweder bei kleiner Dosis sehr große Kollektive oder aber die Dosen müssen um so höher sein, je kleiner die Kollektive sind. Die Bewertung großer Kollektive ist z.B. im Rahmen epidemiologischer Analysen über die Wirkung unterschiedlich hoher natürlicher Strahlenexposition möglich. Bisher waren jedoch alle Bemühungen, belastbare Daten über mögliche Korrelationen zwischen der natürlichen Strahlenexposition und der Krebs-, Leukämie- oder Erbschadenshäufigkeit zu erhalten, ohne Erfolg.

Eine Reihe grundsätzlicher Untersuchungen hat sich mit dieser Problematik der Risikoabschätzung beschäftigt. Sie brachten zum Beispiel das Ergebnis, daß mehr als 10 Mio. Menschen über etwa 50 Jahre beobachtet werden müßten, um einen einigermaßen sicheren Nachweis führen zu können, ob und in welchem Umfang bei einer zusätzlichen Exposition von 1 mSv die Krebsrate ansteigt.

niedrige Strahlendosen

Aussagen über einen Anstieg der Krebs- und Leukämiefälle durch niedrige Strahlendosen in kleinen Kollektiven (etwa in der Nähe einer einzelnen kerntechnischen Anlage) müssen daher zunächst mit äußerst kritischer Distanz bewertet werden.

Für die Risikoabschätzung verbleiben somit fast ausschließlich Befunde an relativ hoch strahlenexponierten Personengruppen. Dazu gehören neben dem Kollektiv der Überlebenden von Hiroshima und Nagasaki vor allem beruflich strahlenexponierte Gruppen, wie die Bergarbeiter im sächsischen Erzbergbau, die an der schon seit dem 16. Jahrhundert bekannten »Schneeberger Bergkrankheit« litten. Die 1879 als Lungenkrebs erkannte Krankheit hatte ihre Ursache in der Inhalation hoher Konzentrationen von Radon und seinen Folgeprodukten aufgrund unzureichender Bewetterung der Stollen (Lungendosen von 10 bis 100 Sv!). Im Uranerzbergbau, aber auch im kanadischen Flußspatbergbau (Uran oder Thorium als Begleitmineral), fand man bei den Beschäftigten ebenfalls eine deutliche Erhöhung der Zahl der Lungenkrebsfälle.

Schneeberger Bergkrankheit

Aufsehen erregte Mitte der 20er Jahre die Tragödie der Leuchtzifferblattmalerinnen in den USA. Zum Beispiel erkrankten in einem Kollektiv von 780 Personen infolge Inkorporation der radiumhaltigen Leuchtfarbe – die Malpinsel wurden mit den Lippen angespitzt – 71 an Knochenkrebs (Knochendosis häufig über 100 Sv).

radiumhaltige Leuchtfarbe

Erwähnt seien auch die Thorotrastpatienten[15], bei denen zwischen 1930 und 1950 als Kontrastierungsmittel in der Röntgendiagnostik, vor allem zur Gefäßdarstellung, Thoriumdioxid eingesetzt wurde. Je Untersuchung kamen meist zwei Ampullen von je 12 ml zur Anwendung. 59 % des Thoriums reicherten sich in der Leber, 29 % in der Milz an. Die Ausscheidung war gering. Eine zusätzliche Lungenexposition erfolgte durch die Exhalation des Zerfallsproduktes Radon-220 und seiner Folgeprodukte. Im Rahmen der deutschen Thorotrast-Studie[15] wurden in einer Gruppe von 1 698 Patienten 256 Lebertumore diagnostiziert (gegenüber zwei Fällen in der Vergleichsgruppe). Die Leberdosen lagen zwischen 40 und 300 Sv.

Thorothraststudie

Umfangreiche Daten liegen auch für die beruflich strahlenexponierten Personen in kerntechnischen Anlagen vor. Die Beobachtungszeiträume sind jedoch bei allen diesen Kollektiven noch nicht ausreichend, um verläßliche Aussagen machen zu können.

6.1.3.4 Das kollektive Krebs- und Leukämierisiko[1,13]

Für niedrige Strahlendosen ist es angesichts der hohen und in einem weiten Wertebereich schwankenden spontanen Krebstodesrate mit statistischen Methoden unmöglich, eine Erhöhung der Krebs- und Leukämierate nachzuweisen oder zu quantifizieren. Selbst bei den großen Kollektiven in Hiroshima und Nagasaki (1985 noch über 91 000) ist für die meisten Krebsarten erst im Dosisintervall von 200 bis 500 mSv ein Anstieg statistisch signifikant. Für Leukämie und Brustkrebs wird Signifikanz erst im Intervall von 500 bis 1 000 mSv, für Mastdarmkrebs sogar erst oberhalb 2 000 mSv erreicht.

Damit ist die Abschätzung des Risikos bei kleineren Dosen nur durch Extrapolation der Schadenszahlen bei hohen Dosen möglich. Die in diesem

Risiko bei kleinen Dosen

[15] G. von Kaick: *Ergebnisse der deutschen Thorothraststudie*, in: *Strahlenschutz in Forschung und Praxis*, Band 25, Thieme Stuttgart 1985.

Bereich gefundene mehr oder weniger lineare Abhängigkeit des Risikos von der Dosis wird also auf den niedrigen Dosisbereich umgerechnet.

Derartige lineare Extrapolationen unterstellen im unteren Dosisbereich je Dosiseinheit die gleiche Wirksamkeit wie bei hohen Dosen. Damit wird jeder Dosis auch ein gewisses Risiko zugeordnet. Reparaturmöglichkeiten auf zellulärer Ebene bleiben dabei weitgehend unberücksichtigt, ebenso mögliche Gegenreaktionen des Immunsystems. Für einige Krebsarten (Brustkrebs) kommt nach heutiger Kenntnis diese Vorgehensweise der Wirklichkeit nahe, für das gesamte Krebsrisiko stellt sie wahrscheinlich eine Überschätzung dar.

Zeitfaktor

Eine weitere Bewertungsschwierigkeit ergibt sich aus der Tatsache, daß die verfügbaren Schadenszahlen bei hoher Dosisleistung gewonnen wurden. In der Praxis spielen aber meist nur sehr niedrige Dosisleistungen eine Rolle. Man geht davon aus, daß der bei fraktionierter und protrahierter Strahlenexposition zu beobachtende Zeitfaktor, das heißt die Verringerung der Wirksamkeit einer Strahlendosis bei Verteilung über einen langen Zeitraum, wahrscheinlich auch bei der Krebsinduktion eine Rolle spielt. Die ICRP rechnet in ihrer neuen Empfehlung von 1990 für die Wirkung von Strahlung mit niedriger Dosisleistung mit einem Reduktionsfaktor von 2 gegenüber hoher Dosisleistung. Die Annahme eines Reduktionsfaktors und seiner Größe beruht im Bereich sehr niedriger Dosis und Dosisleistung allerdings mehr auf strahlenbiologischen Plausibilitätsüberlegungen (s. Kapitel 6.1.3.6) als auf gesicherten wissenschaftlichen Daten und ist nicht unumstritten. Die vorliegenden Daten, die im wesentlichen aus Tierexperimenten im mittleren Dosisbereich zwischen 500 mGy und 5 Gy stammen, deuten bei locker ionisierender Strahlung auf die Existenz eines solchen Faktors in der Größenordnung von 2 bis 5 hin. Für dicht ionisierende Strahlung wurden eindeutige Zusammenhänge zwischen dem Risiko und der Dosisleistung bislang nicht gefunden.

Die größte Schwierigkeit bei der Beurteilung des Krebs- und Leukämierisikos besteht jedoch darin, daß wegen der zum Teil sehr langen Latenzzeiten auch sehr lange Beoachtungszeiträume notwendig sind, ja, daß eine abschließende Aussage über die Krebssterblichkeit eigentlich erst gemacht werden kann, wenn das gesamte Kollektiv verstorben ist.

genetisches Risiko

Angesichts dieser Tatsache ist es nicht verwunderlich, daß die ersten Nachkriegsuntersuchungen über das Krebsrisiko nur unzureichende Daten lieferten. Bis Ende der 60er Jahre herrschte die Meinung vor, daß das genetische Risiko entscheidend sei und mit der Begrenzung des genetischen Risikos auch das (damals zu niedrig eingeschätzte) Krebsrisiko automatisch hinreichend mit begrenzt werde. Man ging davon aus, daß jedes Ionisationsereignis innerhalb der DNA praktisch einer Mutation gleichzusetzen war. Als Konsequenz waren die Schutzvorschriften zunächst an der Verhütung akuter und genetischer Schäden ausgerichtet[16].

[16] ICRP: *Recommendations of the International Commission on Radiological Protection*, Publication Nr. 9, Pergamon Press, Oxford 1966.

Mit zunehmender Nutzung der Kernenergie, der Verwendung der Radioaktivität in vielen technischen Bereichen und der medizinischen Anwendung ionisiernder Strahlung wurden die für eine Beobachtung zur Verfügung stehenden Kollektive zahlreicher und größer. Hinzu kam, daß die bereits 1945 begonnene Beobachtung an den Überlebenden von Hiroshima und Nagasaki neue Erkenntnisse brachte.

Hiroshima und Nagasaki

Die Beobachtung dieses Kollektivs über immerhin 30 Jahre bis 1975 und zahlreiche Ergebnisse an anderen Kollektiven zeigten nunmehr, daß man die genetischen Wirkungen ionisierender Strahlung über-, das Krebsrisiko jedoch unterschätzt hatte, wozu der erstmals 1969 veröffentlichte Beweis über die Möglichkeit einer Reparatur von Strukturschäden an der DNA die erklärende Grundlage lieferte. Dies führte dazu, daß die ICRP 1977 mit der Veröffentlichung 26[17] vom Prinzip der Verhütung von Strahlenschäden auf das Prinzip der Verminderung des Risikos durch stochastische Schäden überging. Sie rechnete dabei dem genetischen Risiko nur noch einen Anteil von 25 % am Gesamtrisiko zu. Entsprechend ihrem Anteil am Gesamtrisiko durch Tod infolge Leukämie oder Krebs wurden nunmehr auch einzelne Organe bewertet. Damit war die Möglichkeit gegeben, auch Teilkörperdosen in eine Gesamtbegrenzung des Risikos einzurechnen. Das daraus resultierende Konzept der effektiven Äquivalentdosis, das Teilkörperdosen entsprechend dem Risikobeitrag der betroffenen Organe wichtet, wird in Kapitel 6.1.4.1 erläutert.

Verhütung von Strahlenschäden

stochastische Schäden

Zur Beurteilung des Gesamtrisikos durch eine Strahlendosis ist also die Kenntnis des zeitlichen Risikoverlaufs sehr wichtig. Für den zeitlichen Trend des Risikos sind zwei Modelle entwickelt worden:

Risikoverlauf

1. Das Modell des relativen Risikos geht davon aus, daß nach der Exposition das Krebsrisiko um einen bestimmten Prozentsatz der Spontanrate erhöht ist und daß diese Erhöhung bestehen bleibt. Nach heutiger Kenntnis entsprechen diesem Modell am besten die verfügbaren Daten über das Risiko durch solide Tumore.
2. Das Modell des absoluten Risikos geht nach der Exposition mit einer bestimmten Dosis von einer Gesamtzahl zusätzlicher Krebsfälle innerhalb eines bestimmten Zeitraums aus. Nach Ablauf dieses Zeitraums entspricht die Krebsrate auch bei dem exponierten Kollektiv wieder der Spontanrate. Mit diesem Modell decken sich die vorliegenden Daten über Osteosarkome (Knochenkrebs) und Leukämien besonders gut.

Bei der Abschätzung der Gesamtzahl aller zusätzlichen Krebstodesfälle durch eine Strahlenexposition gehen im Modell des relativen Risikos die mittlere Lebenserwartung des Kollektivs und das Alter zur Zeit der Strahlenexposition stark in den Wert ein. Der notwendige Beobachtungszeitraum umfaßt die gesamte Lebenszeit. Beim Modell des absoluten Risikos wird die abgeschätzte Zahl lediglich durch unterschiedliche Empfindlichkeiten der einzelnen Altersgruppen beeinflußt. Der notwendige Beobachtungszeitraum umfaßt nur die Zeitspanne, in der auch das Risiko erhöht ist.

relatives Risiko

---

[17] ICRP: *Recommendations of the International Commission on Radiological Protection*, Publication Nr. 26, Annals of the ICRP, Vol. 1 No. 3, 1977.

Zur Beurteilung des Risikos rechnet die ICRP[18] in Veröffentlichung 27 mit 125 zusätzlichen Krebs- und Leukämietodesfällen (gemittelt über beide Geschlechter und alle Altersgruppen) durch eine akkumulierte Dosis von 10 mSv im Verlauf von 30 Jahren. (s. Abbildung 6.2, untere Gerade).

Die Einführung einer neuen Dosimetrie[19], des »Dosimetrie Systems 86« (DS 86), hat in der Öffentlichkeit den Anschein erweckt, die alte Dosimetrie (»Tentative 1965 Dosimetry«, T65DR), sei grundsätzlich falsch gewesen. Damit wären auch alle bisherigen Risikoabschätzungen, also auch die der ICRP von 1977, die auf den Daten von Hiroshima und Nagasaki beruhten, unbrauchbar.

Strahlendosis und maligne Tumore

In der Realität ist der Unterschied in der Bewertung des Zusammenhanges von Strahlendosis und soliden malignen Tumoren zwischen den beiden Dosimetrie-Systemen jedoch sehr gering. Auch für Leukämie ist es nur etwa der Faktor 2. Die Neuberechnung der Dosis hat nichts an den grundsätzlichen strahlenbiologischen Erkenntnissen geändert oder einen Hinweis darauf erbracht, daß die bisherige Risikoabschätzung prinzipiell falsch war. Die mit dem T65DR-System gewonnen Daten bilden weiterhin eine wichtige und unverzichtbare Grundlage für die Abschätzung des Umfanges von Strahlenspätschäden.

Hauptursache für die von der bisherigen Schätzung deutlich abweichenden Risikodaten ist weniger die neue Dosimetrie als die Fortführung der Beobachtungen über jetzt mehr als 40 Jahre. Die zum Zeitpunkt des Bombenabwurfs noch sehr jungen Mitglieder des Kollektivs sind nunmehr in ein Alter mit steigendem spontanem Krebsrisiko gekommen, wodurch sich – entsprechend dem Modell des relativen Risikos – auch die Absolutzahl der strahlenbedingten Krebsfälle erhöht und statistisch signifikant wird.

individueller Risikofaktor

Die neuen Risikodaten haben Konsequenzen für den Grenzwert für beruflich strahlenexponierte Personen (siehe Kapitel 6.1.4.1). Die ICRP geht in ihren neuen Empfehlungen von 1990 (ICRP 60) nunmehr von einem individuellen Risikofaktor von 0,04 je ein Sievert (= 1 000 mSv) für den Erwachsenen bzw. 0,05 je ein Sievert für die Gesamtbevölkerung aus (s. Abbildung 6.2, obere Gerade), das entspricht einer Erhöhung des Risikos gegenüber der alten Schätzung von 1977 um etwa den Faktor 2,5 bis 3. Die Abschätzung stimmt auch mit den Ergebnissen des BEIR V-Kommittees überein.

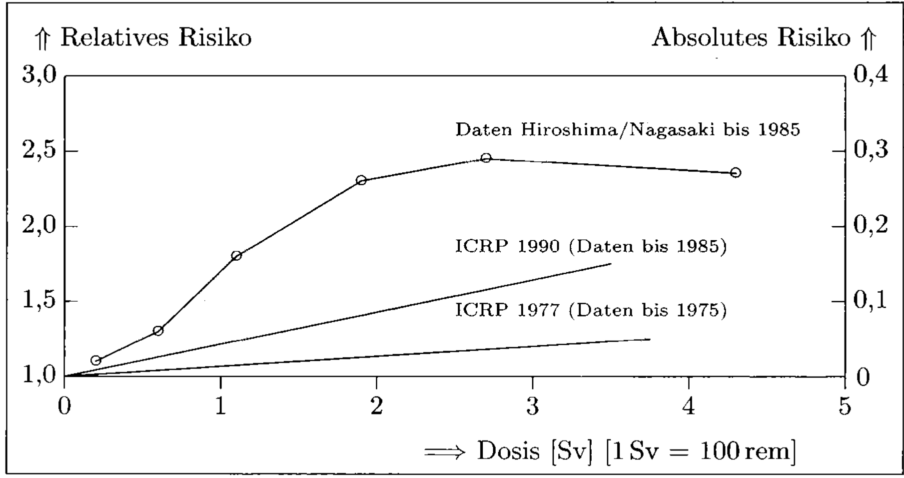
6.1.3.5 Genetische Strahlenwirkungen

DNA

Träger der Erbanlagen ist die Desoxyribonukleinsäure (DNA), die auf den Chromosomen lokalisiert ist. Ionisierende Strahlung ist in der Lage, die Fein-

[18] ICRP (International Commission on Radiological Protection): *Problems Involved in Developing an Index of Harm*, Publication Nr. 27, Annals of the ICRP, Vol. 1 No. 4, 1977.

[19] D. L. Preston und D. A. Pierce: *The Effect of Changes in Dosimetry on Cancer Mortality Risk Estimates in the Atomic Bomb Survivors*, Radiation Effects Research Foundation, Hiroshima, RERF TR 9–87, 1987.



Risikodaten für hohe und niedrige Dosisleistung

Abbildung 6.2: Vergleich der Risikodaten von Hiroshima und Nagasaki (hohe Dosisleistung) mit den Schätzungen der ICRP für niedrige Dosisleistung.
Quelle: Kellerer: *Cancer Mortality in Hiroshima and Nagasaki, Proceedings of the International Colloquium »Epidemiologocal Investigations on the Health-Effects of Ionizing Radiation«*, Bad Münstereifel, 30. September 1987 und ICRP 60, 1991.

struktur der DNA zu verändern und dadurch Erbschäden auszulösen. Ereignet sich eine solche Mutation nicht in einer Keimzelle, sondern in einer Körperzelle, so liegt eine somatische Mutation vor, die zu Krebs führen kann. An dieser Stelle interessieren nur die Keimzellenmutationen, also die Erbänderungen bei jenen Zellen, aus denen sich die Nachkommenschaft entwickelt (Keimbahn).

Mutationen

Mutationen kommen als natürliche Ereignisse im Tier- und Pflanzenreich immer wieder spontan vor und sind die Grundlage für das Evolutionsgeschehen. Die auslösenden Faktoren für natürliche Mutationen sind weitgehend unbekannt. Künstlich kann man Erbänderungen durch verschiedene chemische Agenzien, Temperaturschocks, UV-Strahlen und eben auch durch ionisierende Strahlen auslösen.

Man unterscheidet drei Arten von Mutationen: Die Gen- oder Punktmutation, die Chromosomenmutation und die Genommutation.

Bei der Punktmutation wird durch Veränderung einzelner Basen der der DNA die Aminosäuresequenz des codierten Proteins verändert und damit natürlich auch der Enzymcharakter dieses Proteins.

Eine Chromosomenmutation liegt vor, wenn Chromosomen ganz oder teilweise zerbrechen und die Bruchstellen fehlerhaft verwachsen (Rekombination) oder die Bruchstücke sich an andere Chromosomen anfügen (Translokation) bzw. gänzlich verlorengehen (Deletion). Derartige Chromosomenmutationen sind im Lichtmikroskop häufig als »Chromosomenaberrationen« erkennbar.

Genommutationen entstehen durch Veränderung der Chromosomenzahl. Dabei kann es durch Vervielfachung des einfachen Chromosomensatzes zu Polyploidie, durch Vervielfachung nur einzelner Chromosomen zu Trisomie oder Polysomie kommen.

Das bevölkerungsgenetische Strahlenrisiko:
Im Gegensatz zu den somatischen Strahlenschäden, für die direkte Beobachtungen beim Menschen vorliegen, müssen die möglichen genetischen Strahlenschäden im wesentlichen aus Tierversuchen, insbesondere an Mäusen, abgeleitet werden. Selbst in Hiroshima und Nagasaki ließ sich bei den Kindern seinerzeit strahlenexponierter Eltern bisher keine signifikante Erhöhung der Anzahl genetischer Schäden feststellen, was insofern überrascht, als bei den Eltern die Chromosomenaberrationsrate deutlich erhöht war. Auch hier erschweren die hohen Spontanraten, ähnlich wie beim Krebs, die Risikoabschätzung im Bereich schwacher Dosen.

genetische Strahlenschäden

Spontanraten

Zur Abschätzung des genetischen Risikos sind zwei Verfahren gebräuchlich. Bei der »direkten Methode« wird das zu erwartende Risiko als Häufigkeit von genetischen Ereignissen je Dosiseinheit ausgedrückt, bei der Methode der »Verdoppelungsdosis« wird angegeben, bei welcher Dosis die natürliche Mutationsrate verdoppelt wird. Das letztere Verfahren erfordert selbstverständlich weitgehende Kenntnisse über die natürliche Mutationsrate.

Mutationsrate

Von 1 000 männlichen Keimzellen sind spontan etwa 140 mutiert. Die natürliche Mutabilität liegt also sehr hoch. Nach UNSCEAR[20] löst eine Dosis von 10 mSv [1 rem] (Strahlung mittlerer Ionisationsdichte) unter 1 000 Keimzellen zwei Genmutationen aus. Das wäre also 1/70 der natürlichen Mutationsrate. Durch 700 mSv würde demnach die Mutationsrate verdoppelt. Zu ganz ähnlichen Ergebnissen kam die ICRP. Hiernach sind zur Verdopplung der natürlichen Mutationsrate 500 bis 1 000 mSv, im Mittel also 750 mSv [75 rem], erforderlich. Insgesamt ergibt sich in den letzten Jahren aufgrund neuer experimenteller Befunde die Tendenz, die ursprünglich abgeschätzten Werte der Verdopplungsdosis zu erhöhen. Das genetische Risiko wird also zunehmend geringer bewertet als früher.

UNSCEAR

Nach der direkten Methode löst eine Keimdrüsendosis von 10 mSv locker ionisierender Strahlung bei einer Million Neugeborener 20 dominante geschlechtsgebundene Erbschäden, 38 Erberkrankungen aufgrund chromosomaler Störungen und 5 Fälle mit komplexen Ursachen aus. Diese insgesamt 63 Fälle machen 0,006 % der spontan auftretenden Schadensfälle aus. Der BEIR-Bericht von 1980[21] rechnet je 10 mSv elterlicher Exposition mit 5 bis 75 zusätzlichen Fällen ernster genetischer Schäden je 1 Million Lebendgeborener. Diese Zahlen wurden auch vom BEIR V-Komittee im Prinzip beibehalten.

Keimdrüsendosis

[20] UNSCEAR (United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation): *Levels and Effects of Ionizing Radiation*, United Nations Sales Publication, New York 1977.

[21] BEIR-III (Committee on the Biological Effects of Ionizing Radiation): *The Effects on Populations of Exposure to Low Levels of Ionizing Radiation*, Washington D.C. 1980.

Die vorstehenden Zahlen gelten für die erste Generation, in der sich praktisch nur die dominanten Mutationen manifestieren können. Es sind dies die Chromosomenmutationen und die dominanten Punktmutationen. In den Nachfolgegenerationen müssen zusätzlich die rezessiven Mutationen und ebenso die Eliminierungsrate für einzelne Erbschäden in die Betrachtung einbezogen werden. Eine derartige Abschätzung ist jedoch nur sehr ungenau möglich.

Nach UNSCEAR 1977 und 1986 wird der genetische Gesamtschaden je 10 mSv auf 185 Fälle bei einer Million Lebendgeborener geschätzt. Das sind 0,17 % der Spontanrate. Der BEIR-Bericht von 1980 und BEIR V erwarten im genetischen Gleichgewicht je 10 mSv ein Anwachsen der ernsten genetischen Schäden um 60 bis 1 100 Fälle auf 1 Million Neugeborener.

6.1.3.6 Abwehr von Strahlenschäden[22]

Abwehrreaktionen im Frühschadenbereich:
Der strahlenempfindlichste Bereich der Zelle ist der Zellkern mit den Chromosomen. Für die Frühschäden ist die Hemmung der Kernteilung entscheidend; bei den Spätschäden und bei den genetischen Effekten sind die Veränderungen an den erbtragenden Strukturen der DNA das bestimmende Ereignis. Dabei dürfte die Induktion von Krebs zur Voraussetzung haben, daß diejenigen Gene, die das Zellwachstum regulieren, geschädigt werden.

Wesentliches Frühschadenkriterium ist die Verlangsamung und die mit steigender Dosis zunehmende Blockierung der Zellneubildung. In den auf dauernden Nachschub von neuen Zellen angewiesenen Systemen kommt es so zur Absenkung der Zellzahlen.

Meßbare Auswirkungen auf das Teilungsgeschehen in Form einer Verlängerung der Zyklusdauer sind, wie vorher dargelegt, bei etwa 50 bis 100 mSv festzustellen. Die so verursachte Reduktion der Zellneubildung ist aber keineswegs endgültig. Im Regelfall läuft der nächste Teilungszyklus dann rascher ab, wodurch der erlittene Zellverlust sofort wieder kompensiert wird. Bei weiter ansteigender Dosis sind zur Normalisierung des Teilungsgeschehens mehrere Teilungszyklen erforderlich. Im Dosisbereich von 250 bis 500 mSv wird dann schließlich die Verzögerung so stark, daß es bei den Leukozyten zu einer längerdauernden Absenkung der Zellzahlen kommt.

Es ist nachgewiesen, daß auch beim Embryo eine vorübergehende strahleninduzierte Absenkung der Zellteilungsaktivität durch eine anschließende beschleunigte Neubildung von Zellen wieder ausgeglichen werden kann.

Zellteilungsaktivität

Mit der Beschleunigung der Zellteilung im Anschluß an die strahleninduzierte Teilungshemmung im Zusammenhang steht wahrscheinlich die Wachstumsstimulation, die insbesondere bei Pflanzen sehr häufig nach Strahleneinwirkung beobachtet wurde (bisher rund 400 Veröffentlichungen). Unter heute noch nicht definierbaren Voraussetzungen vollzieht sich die Abwehrreaktion offensichtlich so intensiv, daß nicht nur der erlittene Zellverlust

[22] W. Laskowski: *Biologische Strahlenschäden und ihre Reparatur*, in: *Strahlenschutz in Forschung und Praxis*, Band 25, Thieme, Stuttgart 1985.

kompensiert wird, sondern darüber hinaus zusätzliche Zellneubildungen ablaufen, und so eine erhöhte Masseproduktion zu beobachten ist.

Abwehrreaktionen bei Spät- und Erbschäden[23]:
Zu den wichtigsten Mechanismen zur Schadensbegrenzung in der lebenden Zelle gehört ihre Fähigkeit, im Erbmaterial entstandene Schäden zu reparieren

Schäden an der DNA werden nicht nur durch ionisierende Strahlen induziert, sondern ebenso durch viele andere Einflüsse, wie ultraviolettes Licht, chemische Stoffe, die sowohl auf natürlichem Wege als auch als Folgeprodukte der Zivilisation entstehen (z.B. oxidierende Stoffe oder Radikale), Licht- und Temperaturschocks, Virusinfektionen und nicht zuletzt durch Ablesefehler beim Kopieren der genetischen Information. Für die genetische Stabilität der menschlichen Population darf die Fehlerrate bei der Vermehrung und Weitergabe der DNA nicht höher als 1 zu 1 Milliarde liegen. In Wirklichkeit bewegt sie sich im Bereich von 1 zu 1 Million. Sie liegt demnach 1 000mal höher als tolerierbar ist. Diese Diskrepanz zwischen primärer molekularer Schädigung und tatsächlicher Realisierung des Schadens ist insbesondere für die UV-Strahlung nachgewiesen worden. Die Zahl der durch die Sonnenstrahlung verursachten Hautkrebsfälle ist deutlich niedriger, als molekularbiologisch zu erwarten wäre. Hier muß also ein erkennender und korrigierender Apparat vorhanden sein, durch den die zu hohe Fehlerrate auf ein tragbares Maß reduziert wird.

DNA

Reparatur von DNA-Schäden

Die Reparatur von DNA-Schäden kann in Zellkulturen nach Bestrahlung direkt beobachtet werden. Dabei fand man Zusammenhänge zwischen dem Reparaturvermögen und der Lebenserwartung von Tieren: Langlebige Tiere haben eine höhere Reparaturkapazität als kurzlebige. Außerdem gibt es individuelle Unterschiede innerhalb der Arten. Hemmt man die Aktivität der DNA-Reparaturenzyme, so sinkt die Strahlenresistenz deutlich ab. Organismen mit schwach entwickeltem oder geschädigtem DNA-Reparaturvermögen zeigen auch verminderte Strahlenresistenz.

Die Reparatur von DNA-Schäden verläuft offensichtlich dann perfekt, wenn nur ein Strangstück der DNA-Doppelspirale geschädigt ist. Der analoge Abschnitt des intakt gebliebenen zweiten Stranges dient dann als Matritze für die DNA-Synthese. Schwieriger wird die Reparatur, wenn gegenüberliegende Abschnitte des Doppelstranges betroffen sind. In diesem Fall fehlt der intakte Einzelstrang mit seiner Matritzenfunktion, so daß Fehler bei der Reparatur wahrscheinlich werden. Da Reparaturvorgänge jedoch sehr schnell ablaufen, muß die Schädigung der beiden komplementären Strangabschnitte fast gleichzeitig erfolgen. Bei Geweben mit hoher Teilungsaktivität werden darüber hinaus Zellen mit nicht reparierten DNA-Schäden in der Regel bald ausgeschieden, so daß für den Organismus keine Konsequenzen entstehen.

[23] H. Tuschel et al.: *Die Wirkung niedriger Dosen ionisierender Strahlung auf DNA-Reparaturvorgänge*, in: *Strahlenschutz in Forschung und Praxis*, Band 25, Thieme, Stuttgart 1985.

Für die Beurteilung des Strahlenrisikos ist die Kapazität der Reparatursysteme von entscheidender Bedeutung. Unter experimentellen Bedingungen sind die meisten Einzelstrangbrüche innerhalb von 10 bis 20 Minuten nach Bestrahlung repariert. Mit diesem Ergebnis kann man folgende Überschlagsrechnung vornehmen: Wenn sich beispielsweise in den Zellen des Menschen je 1 mSv im Mittel ein Einzelstrangbruch ereignet, und je Strangbruch eine maximale Reparaturzeit von 30 Minuten erforderlich ist, erhält man eine theoretische Reparaturkapazität von 20 bis 50 mSv pro Tag. Dies gilt unter der Voraussetzung, daß die Zellen jeweils nur einen Strangbruch ausheilen können. In Wirklichkeit kann eine intakte Zelle gleichzeitig eine Vielzahl von Brüchen reparieren. Die Grenze der Reparaturkapazität wird also selbst bei hohen Dosen kaum erreicht, wenn nur die zeitliche Streckung der Dosis groß genug ist, damit schwere Primärschäden vermieden werden. Die Reparatur eines Basenschadens erfordert etwa 2 Stunden.

Reparaturkapazität

Neben strahleninduzierten können gleichzeitig auch spontan induzierte DNA-Schäden auftreten und dabei Reparaturprobleme entstehen. Naturgemäß hat die Reparatur auch eine gewisse Fehlerrate. Darüber hinaus unterliegt auch die Fähigkeit zur Reparatur von DNA-Schäden dem Mutationsgeschehen. Bei einzelnen Reparatur-Genen kann die Reparaturfähigkeit verloren gehen. Ein solcher Vorgang liegt bei der Lichtschrumpfhaut (Xeroderma pigmentosum), einer menschlichen Erbkrankheit, vor. Hier ist wahrscheinlich ein bei der DNA-Reparatur benötigtes Enzym (Endonuklease) defekt. Derart genetisch geschädigte Menschen erkranken unter Lichteinfluß meist schon bald nach der Geburt an Hautveränderungen, die dann rasch in ein bösartiges Stadium übergehen können. Der gesunde Mensch kennt diese Schäden nicht; bei ihm geht die Reparatur der durch UV-Licht ausgelösten Schäden rasch vonstatten. Es gibt neben der Lichtschrumpfhaut weitere Erbkrankheiten beim Menschen, die auf dem Verlust von Reparaturpotentialen beruhen.

Lichtschrumpfhaut

Geringe oder keine Reparatur zeigen auch menschliche Leukozyten, deren Mutationsrate ein Vielfaches der von anderen Zellen beträgt. Die Reparatursysteme sind hier offensichtlich ausgefallenen oder gestört. Die auftretenden Chromosomenschäden können als »biologisches Dosimeter« dienen, sind jedoch sowohl für die betroffenen Individuen als auch für deren Nachkommenschaft ohne Relevanz und lassen auch keinerlei Rückschlüsse auf genetische Strahlenrisiken zu. Leukozyten leben nur wenige Tage. Mit ihrem Tod sind die gesetzten Schäden sowohl für das System als auch für das Individuum folgenlos eliminiert. Die Leukozyten können es sich also »leisten«, bei der Reparatur von DNA-Schäden mangelhaft zu arbeiten.

Mutationsrate von Leukozyten

Das Beispiel belegt allerdings, daß bereits sehr geringe Strahlendosen auf molekularer Ebene Schäden hervorrufen und daß daher den Reparatursystemen eine außerordentliche Bedeutung für die Gesundheit und die Existenz des menschlichen Lebens auf der Erde zukommt.

Zellelimination:

Bei fehlerhafter Reparatur oder deren Versagen treten atypische, mutierte

Zellen auf. Der gesetzte Schaden hat aber auch jetzt noch nicht zwangsläufig gesundheitliche Konsequenzen. Der Körper besitzt die Fähigkeit, in diesen Fällen mit Hilfe seines Immunsystems regulierend einzugreifen. Zunächst einmal kann er mit lymphatischen Zellen dieses Systems fremde Eindringlinge, zum Beispiel Erreger von Infektionskrankheiten, erkennen und vernichten. Als nicht körpereigen wird auch, wie die Abstoßreaktionen bei Organtransplantationen zeigen, transplantiertes menschliches Fremdgewebe erkannt.

Regulierung durch das Immunsystem

Aber auch die körpereigenen Zellen unterliegen der Kontrolle des Immunsystems. Zellen, die durch Veränderungen im genetischen Code atypisches Verhalten zeigen, und beispielsweise zu Krebszellen geworden sind, können als solche erkannt und durch Abwehrzellen (z.B. Killerzellen) unschädlich gemacht werden. Wird die natürliche Immunabwehr ausgeschaltet, so nimmt die Wahrscheinlichkeit, an Krebs zu erkranken, erheblich zu.

Die Bandbreite des individuellen Risikos:
Von entscheidender Bedeutung ist, daß die Abwehrsysteme sich nicht statisch verhalten, sondern »auf Anforderung«, z.B. bei Schädigungen durch ionisierende Strahlen, mit erhöhter Aktivität reagieren. Derartige Beobachtungen wurden sowohl bei Bakterienzellen als auch bei Gewebekulturen menschlicher Zellen sowie am Menschen selbst gemacht.

Badgastein

Bei einer beruflich strahlenexponierten Gruppe in Badgastein stellte man beispielsweise eine deutlich größere Wirksamkeit der DNA-Reparatursysteme fest als bei schwächer exponierten Personen. Niedrige Strahlendosis bei geringer Dosisleistung oder die Aufteilung (Fraktionierung) einer Strahlendosis in mehrere Teildosen kann, wie tierexperimentell nachgewiesen wurde, zu einer besseren immunologischen Abwehrleistung führen.

Der gesunde Mensch kann schwache zusätzliche Strahlenexpositionen wahrscheinlich nahezu problemlos überstehen, indem vermehrt Reparaturenzyme und Abwehrzellen produziert werden. Dadurch kann bei einer zusätzlichen schwachen Strahlenexposition nicht nur der spezifische Strahlenschaden überwunden, sondern darüber hinaus auch eine allgemeine Steigerung der körpereigenen Abwehrkraft ausgelöst werden. Diese Reaktionen betreffen nicht nur die Zellteilungstätigkeit, die DNA-Reparatur und den Immunkomplex, sondern ein breites Spektrum von Begleitreaktionen.

Strahlenhormesis

Inzwischen liegen mehr als 1 200 Publikationen über derartige »biopositive« Strahlenwirkungen vor. Diese als Strahlenstimulation oder Strahlenhormesis[24] bezeichneten Effekte können als Antwort auf die vorangegangene Strahlenschädigung gesehen werden. Der Strahlenangriff zwingt die Abwehrsysteme zu erhöhter Aktivität und kann so offensichtlich allgemein vitalisierend wirken. Auch die dem Inhalieren von Radon oder dem Baden in radiumhaltigen Wässern nachgesagten belebenden Effekte sind so

[24] T. D. Luckey: *Beneficial Physiologic Effects of Ionizing Radiation*, in: *Strahlenschutz in Forschung und Praxis*, Band 25, Thieme, Stuttgart 1985.

zu erklären. Negative Folgen solch bewußten Exponierens können jedoch im Einzelfall nie ausgeschlossen werden.

Abwehr- und Reparatursysteme reagieren also nicht nur flexibel auf wechselnde Belastungen, sie bedürfen zur Erhaltung ihrer Wirksamkeit offensichtlich auch des steten Reizes. Das bedeutet, daß es für sie eine in etwa optimale Dosis geben könnte, und daß jedes Zuviel aber auch jedes Zuwenig nachteilige Folgen hätte. Dafür sprechen experimentelle Befunde an Mikroorganismen und keimenden Samen, bei denen nach Abschirmung der natürlichen Strahlenexposition geringere Wachstumsraten beobachtet wurden als bei unter Normalbedingungen kultivierten Vergleichsreihen. Durch nachträgliche Bestrahlung konnte der negative Einfluß der Abschirmung wieder aufgehoben werden.

Aus der Tatsache, daß schon geringste Dosen ionisierender Strahlung auf molekularer Ebene schädigend wirken, kann also nicht abgeleitet werden, daß damit auch jede noch so schwache Dosis zwangsläufig gesundheitsschädlich ist. Das Leben auf der Erde hat sich unter dem Einfluß vieler schädigender und mutagener Faktoren, unter anderem auch der natürlichen Strahlenexposition, entwickelt. Diese Einflüsse sind nicht auszuschalten und natürliche Faktoren unserer Umwelt. Die Lebewesen entwickelten im Verlauf der Evolution Mechanismen, mit deren Hilfe sie die Wirksamkeit dieser negativen Faktoren so weit einschränken konnten, daß das Überleben und die genetische Stabilität der Arten gesichert waren. Jede Art, bei der diese Anpassung nicht vollzogen werden konnte, ist im Verlauf der Erdgeschichte zwangsläufig untergegangen.

natürliche Strahlenexposition

Aufgrund der gegebenen Abwehrmöglichkeiten hängen die gesundheitlichen Konsequenzen einer Strahlenexposition von der Größe der primären Schädigung, also vor allem der Dosis, und der Leistungsfähigkeit des Reparatur- und Immunsystems ab.

Dabei bestehen im Leistungsvermögen der Abwehrsysteme beim Menschen große individuelle Unterschiede. Diese Verschiedenheit kann alters- und insbesondere erbbedingt sein. Es gibt einzelne Risikopersonen, die auf Grund einer erblichen Immunschwäche oder wegen eines Defektes im DNA-Reparatursystem besonders gefährdet sind.

Für Spätschäden kann man daher keine feste Schwellendosis definieren, unterhalb der keine Schäden auftreten, wie das für die akuten Wirkungen möglich ist. Geht man jedoch davon aus, daß es zwar irreparable Schäden gibt, diese aber immer noch vom Immunsystem abgewehrt werden können, dürfte es auch hier eine – sehr stark von der individuellen Verfassung abhängende Dosisgrenze geben, unterhalb der ein Schaden in höchstem Maße unwahrscheinlich ist. Diese Grenze mag in Einzelfällen praktisch nicht existieren, kann in anderen Fällen aber auch relativ hoch liegen. Diese Aussage hat auch für andere Umweltnoxen generelle Gültigkeit.

Schwellendosis

Man kann unter diesen Gesichtspunkten auch der natürlichen Strahlenexposition einen Anteil am gesamten Krebsrisiko zurechnen. Je nach Dosis und Rechenmodell liegt dieser Beitrag bei 1 bis 6 % der Spontanrate.

6.1.4 Strahlenschutz und Berechnung der Strahlenexposition

6.1.4.1 Strahlenschutzvorschriften

Die Internationale Strahlenschutzkommission (ICRP) hat bereits ab 1928 Empfehlungen zur Begrenzung der zusätzlichen zivilisatorischen Strahlenexposition ausgesprochen.

effektive Dosis

Mit dem Konzept der effektiven Äquivalentdosis (in der deutschen Strahlenschutzverordnung kurz »effektive Dosis« genannt) hat die Kommission 1977 ein neues Prinzip im praktischen Strahlenschutz eingeführt.

Das Konzept geht von der Tatsache aus, daß die verschiedenen Organe und Gewebe des menschlichen Körpers für das Auftreten von Strahlenspätschaden unterschiedlich prädestiniert sind, und daß daher bei Teilkörperexpositionen eine differenziertere Betrachtung des Risikos notwendig ist. Eine Teilkörperexposition ist mit einem geringeren radiologischen Risiko verbunden, als eine Ganzkörperexposition, wobei die Höhe des jeweiligen Risikos von der Empfindlichkeit des strahlenexponierten Organs oder Gewebes abhängt.

Ein für eine Krebsinduktion sehr empfindliches Organ ist zum Beispiel die weibliche Brust, weiter ist das rote Knochenmark zu nennen, das in erster Linie für die strahleninduzierte Leukämie verantwortlich ist. Sehr hoch ist auch der Gefährdungsgrad der Lunge. Die für die Knochenkrebsentwicklung bestimmende Knochenoberfläche weist dagegen relativ geringe Empfindlichkeit auf.

Wichtungsfaktoren

ICRP 26

Von Relevanz für die Risikobetrachtung sind neben dem Todesfall auch die Beeinträchtigung der Lebensqualität durch eine Erkrankung und die Therapiemöglichkeiten. Da 1977 im wesentlichen nur Daten über Krebs- und Leukämietodesfälle zur Verfügung standen, nicht aber über Inzidenzen, orientierte sich die ICRP zunächst an der Zahl der Erkrankungen mit Todesfolge. In der Veröffentlichung Nr. 26 (1977) wurden erstmals die prozentualen Anteile der einzelnen Organe und Gewebe am gesamten Risiko durch stochastische Schäden (Vererbbare Schäden beziehungsweise Todesfälle durch Krebs oder Leukämie) nach einer Ganzkörperexposition in Wichtungsfaktoren umgerechnet. 1990 wurden diese Faktoren in ICRP 60 dem neuen Kenntnisstand angepaßt (s. Abbildung 6.3).

ICRP 60

Die Wichtungsfaktoren der ICRP 60 weisen gegenüber den Werten der ICRP 26 erhebliche Veränderungen auf. Das hat drei Ursachen:

1. Um deutlich zu machen, daß die Wichtungsfaktoren keine absolut präzisen biologischen Daten darstellen, hat die Kommission die einzelnen Organe und Gewebe einem Satz gerundeter Faktoren zugeordnet: 0,2; 0,12; 0,05 und 0,01.
2. Die Kenntnisse über Latenzzeiten sowie die Anteile der einzelnen Organe und Gewebe am Gesamtrisiko haben sich erheblich erweitert und führten so zu Veränderungen der Faktoren und einer stärkeren Aufteilung.
3. In gewissem Umfang wurde nunmehr auch die Zahl der nichttödlichen Erkrankungen berücksichtigt, gleichzeitig fließt aber auch der (für einige

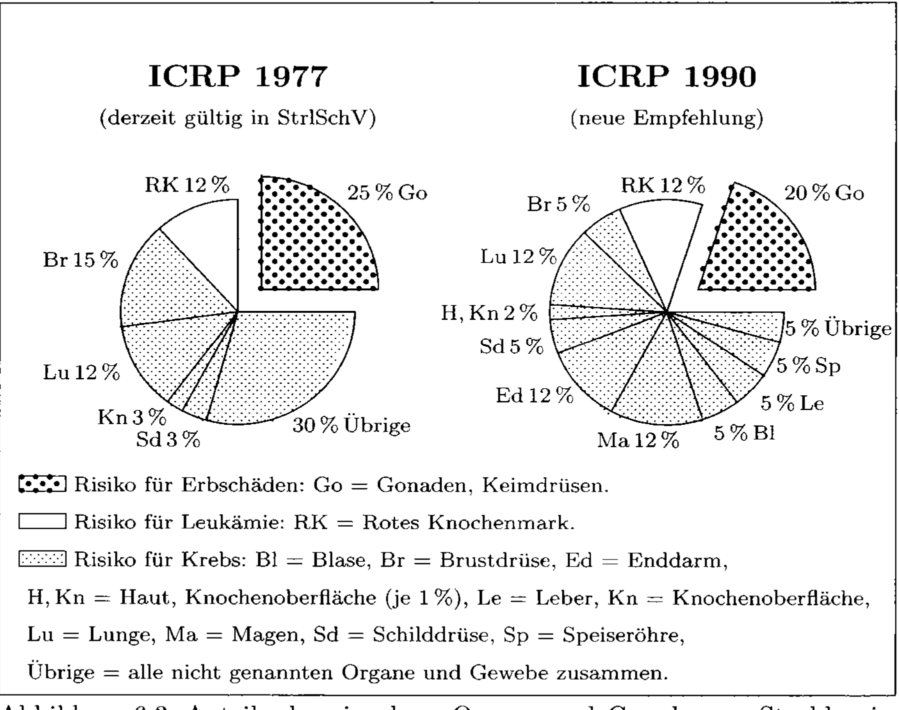


Abbildung 6.3: Anteile der einzelnen Organe und Gewebe am Strahlenrisiko für vererbbare Schäden und somatische Spätschäden.

Strahlenrisiko für einzelne Organe

Krebsarten stark verbesserte) ärztliche Therapieerfolg erheblich in die Bewertung ein. So ist z.B. beim Brustkrebs der zur Zeit noch verwendete Wichtungsfaktor von 0,15 (15 %) in der neuen Empfehlung auf 0,05 (5 %) reduziert worden.

Die Herabsetzung des Wichtungsfaktors für vererbbare Schäden in ICRP 60 ist überwiegend auf die Neuabschätzung des Krebsrisikos zurückzuführen.

Zur Berechnung der effektiven Äquivalentdosis werden alle Organ- und Gewebedosen (Teilkörperdosen) mit den entsprechenden Wichtungsfaktoren multipliziert, und die so gewichteten Teilkörperdosen dann addiert. Die Summe aller Wichtungsfaktoren ist gleich 1, bei einer Ganzkörperexposition entspricht also der Wert der effektiven Dosis dem der Äquivalentdosis für den gesamten Körper (s. auch Kapitel 6.1.1).

Zur Veranschaulichung ein Berechnungsbeispiel: Der Lungenkrebs hat nach ICRP 60 einen Anteil von 0,12 (= 12 %) am gesamten durch ionisierende Strahlung verursachten Risiko für somatische Spätschäden und für vererbbare Schäden. Eine Lungendosis von 1 Sv hat demnach 12 % der Schäden einer Ganzkörperexposition mit 1 Sv zur Folge. Der Wichtungsfaktor für die Lunge ist also 0,12, die »effektive Dosis« bei einer Lungenexposition mit 1 Sv beträgt $0{,}12 \times 1 = 0{,}12$ Sv oder 120 mSv.

Das bedeutet, daß rechnerisch eine Ganzkörperexposition mit 120 mSv zu der gleichen Zahl an Gesundheitsschäden durch alle Schadensursachen führt, wie eine Lungenexposition mit 1 Sv durch Lungenkrebs.

relative Strahlenempfindlichkeit

Das Konzept der effektiven Dosis ermöglicht nunmehr – im Gegensatz zum bisher angewendeten Konzept des kritischen Organs – eine Summierung von Einzelrisiken entsprechend der relativen Strahlenempfindlichkeit der jeweiligen Organe und Gewebe, auch wenn nur Teilkörperexpositionen erfolgen. Somit ist eine Abschätzung des gesamten (»effektiven«) radiologischen Risikos für vererbbare und für somatische Spätschäden möglich.

Die Festsetzung gesonderter Dosisgrenzwerte für einzelne Organe oder Gewebe ist damit im Prinzip unnötig, zur sicheren Vermeidung akuter (nichtstochastischer) Schäden jedoch in bestimmten Fällen sinnvoll.

Das Konzept ist ausschließlich für den Gebrauch im Strahlenschutz und für den Bereich der beim Umgang mit radioaktiven Stoffen und anderen Strahlenquellen üblicherweise vorkommenden niedrigen Energiedosen und Energiedosisleistungen entwickelt worden. Es ist nur anwendbar, wenn akute Schäden ausgeschlossen werden können, da allein nach den Organempfindlichkeiten für Spätschäden gewichtet wird. Hohe Energiedosen, die zu akuten Schäden führen, sind nicht konzeptgerecht. Aus diesem Grunde können beispielsweise die in der Tumortherapie üblichen hohen Organdosen nicht in eine effektive Dosis umgerechnet werden.

In den Empfehlungen der ICRP 26 und den Ergänzungen dazu bis 1988, die zur Zeit noch Grundlage der EG-Norm und der deutschen Strahlenschutzverordnung sind, wurden als Grenzwerte 50 mSv/a für beruflich strahlenexponierte Personen und zunächst 5 mSv/a, später (ab 1983) 1 mSv/a (bei Langzeitexposition) für die Bevölkerung vorgeschlagen. Die reale Strahlenexposition soll dabei auch unterhalb dieser Grenzwerte »so niedrig wie vernünftigerweise erreichbar« sein (as low as reasonably achievable, das »ALARA«-Prinzip).

ALARA-Prinzip

Die neue Empfehlung vom November 1990 (ICRP 60) schlägt – unter Beibehaltung des ALARA-Prinzips – für beruflich strahlenexponierte Personen einen über 5 Jahre gemittelten Grenzwert der Effektivdosis von 20 mSv/a (100 mSv in 5 Jahren) vor, wobei in einem Einzeljahr 50 mSv [5 rem] nicht überschritten werden dürfen.

Für die Bevölkerung soll der über 5 Jahre gemittelte Grenzwert der Effektivdosis 1 mSv/a (5 mSv in 5 Jahren) betragen. In Sonderfällen darf der Jahresmittelwert überschritten werden, wenn insgesamt der Fünfjahresgrenzwert eingehalten wird.

Nahezu alle Länder orientieren ihre Strahlenschutzrichtlinien an den ICRP-Empfehlungen. Es kann daher davon ausgegangen werden, daß in Kürze die EG-Norm und die deutsche Strahlenschutzverordnung den neuen ICRP-Empfehlungen angepaßt werden.

Strahlenschutzverordnung

In Deutschland wird der Strahlenschutz durch die »Verordnung über den Schutz vor Schäden durch ionisierende Strahlen« (StrlSchV) in der Fassung vom 30. Juni 1989 geregelt. Diese Novellierung hat das Konzept der effektiven Äquivalentdosis in den deutschen Strahlenschutz übernommen.

Allgemeine Bestimmungen:

In § 28 StrlSchV wird als allgemeines Schutzziel festgelegt, daß jede unnötige

Strahlenexposisition oder Kontamination von Personen, Sachgütern oder der Umwelt vermieden beziehungsweise (falls unvermeidbar) unter Beachtung des Standes von Wissenschaft und Technik so gering wie möglich gehalten werden soll.

Diese als »Minimierungsgebot« bezeichnete Forderung darf allerdings nicht in einer Weise mißverstanden werden, daß etwa eine kerntechnische Anlage keinerlei Aktivität in die Umgebung abgeben darf. Die deutsche Strahlenschutzkommission (SSK) hat 1985 erklärt, daß sie den Begriff »so niedrig wie möglich« als eine Minimierung unter Berücksichtigung des Verfassungsgrundsatzes der Verhältnismäßigkeit von Mittel und Zweck verstanden wissen will.

Minimierungsgebot

Unter diesem Gesichtspunkt ist unterhalb der gesetzlichen Grenzwerte eine Maßnahme zur Verringerung der Strahlenexposition dann vorzunehmen, wenn mit vertretbarem Aufwand ein deutlich besserer Schutz erreicht werden kann. Diese Auffassung deckt sich mit dem ALARA-Prinzip der ICRP.

Zur Verwirklichung der Schutzziele sind Schutzbestimmungen und Grenzwerte der Strahlenexposition für die Anwendung ionisiernder Strahlung in der Medizin, für die Umgebung kerntechnischer Anlagen und für beruflich strahlenexponierte Personen festgelegt.

Strahlenschutz bei medizinischer Exposition:
Durch § 41 wird die Anwendung ionisierender Strahlen am Menschen in der medizinischen Forschung und durch § 42 die Anwendung am Patienten geregelt. In diesem Falle gibt es statt fester Grenzwerte die Vorschrift, daß die durch ärztliche Untersuchungen bedingte Strahlenexposition so weit einzuschränken ist, wie dies mit den Erfordernissen der medizinischen Wissenschaft vereinbar ist. Besondere Bestimmungen in der Röntgendiagnostik (zum Beispiel für Schwangere) sind in der Röntgenverordnung festgelegt.

Röntgenverordnung

Umgebung kerntechnischer Anlagen:
§ 45 bestimmt die Auslegung einer kerntechnischen Anlage. Danach müssen Bau und Betrieb so geplant werden, daß die jährliche Strahlenexposition des Menschen aus der Ableitung radioaktiver Stoffe mit Luft oder Wasser jeweils den Wert von 0,3 mSv (Effektivdosis, Basis zur Zeit – 1991 – die Wichtungsfaktoren nach ICRP 26) nicht überschreitet. Als Grenzwerte der Teilkörperdosen sind für Keimdrüsen, Gebärmutter und rotes Knochenmark 0,3 mSv, für Knochenoberflächen und Haut 1,8 mSv und für alle übrigen Organe oder Gewebe 0,9 mSv festgesetzt. Die Grenzwerte des § 45 weichen deutlich von der ICRP-Empfehlung ab und sind am Schwankungsbereich der natürlichen Strahlenexposition in Deutschland orientiert.

Beruflich strahlenexponierte Personen:
Der § 49 enthält die Schutzbestimmungen für beruflich strahlenexponierte Personen. Als Grenzwert der effektiven Dosis (Basis 1995: ICRP 26) sind 50 mSv pro Kalenderjahr [5 rem/a] festgesetzt; die Summe der effektiven Dosis über die gesamte Beschäftigungszeit darf jedoch 400 mSv nicht übersteigen. Das entspricht bei einer Beschäftigungszeit von 40 Jahren im Mittel

beruflich strahlenexponierte Personen

einer Dosis von 10 mSv/a (Mittelwert nach ICRP 60: 20 mSv/a). Die Maximalwerte der Teilkörperdosen für beruflich strahlenexponierte Personen der Kategorie A (Gruppe, für die die höchsten Grenzwerte gelten) sind in Tabelle 6.3 angegeben. Für Personen unter 18 Jahren ist nur 1/10 dieser Werte zulässig.

Eine Person darf innerhalb eines Kalendervierteljahres höchstens die Hälfte der maximal zulässigen Dosis erhalten. Durch diese Vorschrift soll sichergestellt werden, daß bei Arbeiten in Bereichen mit relativ hoher Ortsdosisleistung nicht die gesamte zulässige Jahresdosis innerhalb kurzer Zeit akkumuliert wird.

Tabelle 6.3: Grenzwerte der Körperdosis pro Kalenderjahr nach § 49 StrlSchV für beruflich strahlenexponierte Personen (Kategorie A)

Grenzwerte der Körperdosis

Körperdosis	Grenzwerte pro Jahr mSv/a	[rem/a]
1. Effektive Dosis, Teilkörperdosis: Keimdrüsen, Uterus, rotes Knochenmark	50	[5]
2. Teilkörperdosis: Alle Organe und Gewebe, soweit nicht unter 1., 3. oder 4. genannt	150	[15]
3. Teilkörperdosis: Schilddrüse, Knochenoberfläche, Haut, soweit nicht unter 4. genannt	300	[30]
4. Teilkörperdosis: Hände, Unterarme, Füße, Unterschenkel, Knöchel, einschl. zugehöriger Haut	500	[50]

Auch die berufliche Strahlenexposition ist so »gering wie möglich« zu halten. Zum Nachweis der Einhaltung der Dosisgrenzwerte sind Dosimeter zu tragen, die monatlich ausgewertet werden. Ein Überschreiten eines Grenzwertes führt zu einer vorübergehenden Begrenzung der zulässigen Strahlenexposition (§ 49, 4). In der Praxis wird in der Regel so verfahren, daß die Arbeit in Kontrollbereichen für einen bestimmten Zeitraum völlig untersagt wird.

Die Grenzwerte des § 49 sind an den wissenschaftlich ermittelten Risikodaten orientiert. Den in der Kerntechnik Beschäftigten wird damit ein Risiko in einer Höhe zugemutet, die auch in anderen technischen Bereichen akzeptiert ist.

Strahlenschutzvorsorge:
Die verwirrenden Grenzwertregelungen in den einzelnen Bundesländern nach dem Unfall von Tschernobyl haben gezeigt, daß für die Bundesrepublik ein Regelwerk fehlte, das im Falle einer großräumigen radioaktiven Kontamination die schnelle Festlegung von verbindlichen und einheitlichen Grenzwerten ermöglicht.

Mit dem Strahlenschutzvorsorgegesetz[25] ist nun bundeseinheitlich die notwendige Vorsorge für den Bevölkerungsschutz geschaffen worden. Ziel des Gesetzes ist es, die Radioaktivität der Umwelt zu überwachen und die Strahlenexposition der Menschen sowie die radioaktive Kontamination der Umwelt im Falle von Ereignissen, bei denen mit möglichen radiologischen Auswirkungen zu rechnen ist, so gering wie möglich zu halten. Die zu treffenden Maßnahmen müssen den Stand der Wissenschaft und alle Umstände berücksichtigen.

Kontamination der Umwelt

6.1.4.2 Berechnung der Strahlenexposition[26]

Kerntechnische Anlagen leiten mit Abluft und Abwasser radioaktive Stoffe ab, die auf folgenden Wegen (Expositionspfaden) zu einer Strahlenexposition des Menschen in der Umgebung führen können. **Expositionspfade:**

- Äußere Strahlenexposition:
  - aus der Abluftfahne (Submersion),
  - aus Bodenablagerung,
  - aus dem Sediment von Gewässern.
- Innere Strahlenexposition:
  - durch Aufnahme radioaktiver Stoffe mit der Atemluft (Inhalation),
  - durch Aufnahme radioaktiver Stoffe mit der Nahrung und dem Trinkwasser (Ingestion).

Bestimmende Nuklide für die Submersion sind die Radioisotope der Edelgase Krypton und Xenon.

Bei der Ablagerung auf dem Boden und im Sediment sind Radionuklide mit mittleren und langen Halbwertszeiten, wie Cäsium-137, Strontium-90 und die Plutoniumisotope besonders zu beachten.

Für die Inhalation spielen vor allem kurzlebige Radionuklide, wie Jod-131, die Hauptrolle.

Die Betrachtung der Expositionspfade durch Ingestion muß insbesondere auch Anreicherungsvorgänge in Nahrungsketten berücksichtigen, beispielsweise bei dem für die Strahlenexposition des Kleinkindes besonders wichtigen Weide-Kuh-Milchpfad. Für die Berechnung der Aktivität in Nahrungs- und Futterpflanzen müssen sowohl die oberflächliche Ablagerung als auch die Wurzelaufnahme berücksichtigt werden.

Expositionspfade

Berechnungsvorschriften[3,27]:
Im atomrechtlichen Genehmigungsverfahren für eine kerntechnische Anlage

atomrechtliche Genehmigungsverfahren

[25] BMU: *Gesetz zum vorsorgenden Schutz der Bevölkerung gegen Strahlenbelastung (Strahlenschutzvorsorgegesetz – StrVG)*, Bundesgesetzblatt, Jahrgang 1986, Teil I, S. 2610, Bonn 1986.

[26] K. Aurand (Hrsg.): *Radioökologie und Strahlenschutz*, E. Schmidt, Berlin 1982.

[27] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zu § 45 StrlSchV: *Ermittlung der Strahlenexposition durch die Ableitung radioaktiver Stoffe aus kerntechnischen Anlagen und Einrichtungen*, Bundesanzeiger 64a, März 1990, S. 1.

muß unter anderem in einem radioökologischen Gutachten nachgewiesen werden, daß die Schutzvorschriften der Strahlenschutzverordnung für die Anlagenumgebung eingehalten werden können

Die Strahlenexposition muß dazu nach § 45 für eine Referenzperson an den ungünstigsten Einwirkungsstellen ermittelt werden. Vorbelastungen sind in die Berechnung einzubeziehen. Die Referenzperson ist eine hypothetische Person mit standardisierten anatomischen und biokinetischen Daten, angelehnt an ICRP 23, die den Durchschnittsmenschen des Kollektivs repräsentiert[28].

Akkumulation in der Biosphäre

Zur Berücksichtigung der Akkumulation der durch die Anlage emittierten Radionuklide in der Biosphäre und im Körper des Menschen geht man von einer Emission in Höhe der genehmigten Werte über 50 Jahre und einer Bodenablagerung über den gleichen Zeitraum aus. Als maximale jährliche Dosis durch innere Strahlenexposition wird die 50-Jahre Folgedosis (für das Kleinkind die 70-Jahre Folgedosis) bezogen auf die Aktivitätszufuhr im 50. Betriebsjahr berechnet. Die darüber hinaus zu berücksichtigenden Annahmen über Expositionspfade oder Lebensgewohnheiten der Referenzperson sind in Anlage XI der Strahlenschutzverordnung genannt.

Über zu treffende weitere Annahmen erläßt die Bundesregierung allgemeine Verwaltungsvorschriften. Eine solche Vorschrift[27] ist ab 1. Juni 1990 für die Berechnungen verbindlich.

Radioökologische Grundlagen der Berechnung[26]:

Ausbreitungsrechnung

Die Ausbreitung und Ablagerung von in die Atmosphäre emittierten radioaktiven Stoffen wird, wie dies auch auch für alle anderen Schadstoffe der Fall ist, von fogenden Faktoren beeinflußt:

- der physikalisch-chemischen Form des emittierten Stoffes,
- der Emissionshöhe,
- den Wetterbedingungen,
- den geographischen Gegebenheiten,
- der Beschaffenheit des Untergrundes (»Rauhigkeit«).

Feststoffteilchen oder Flüssigkeitströpfchen werden entweder direkt in die Atmosphäre abgegeben (Rauch, Dampf) oder entstehen bei Abkühlung und Kondensation. Solche luftgetragene Schwebeteilchen (Aerosole) gelangen schließlich durch nasse Ablagerung (rain-out oder wash-out) oder trockene Ablagerung (fall-out) auf den Boden oder die Pflanzendecke.

Chemisch sehr reaktionsfähige Gase, beispielsweise elementares Jod, können wie Aerosole von Pflanze und Tier auch direkt aus der Luft aufgenommen werden.

Ein wichtiger Faktor für das Ausbreitungsgeschehen ist die Freisetzungshöhe. Die Punkte maximaler Schadstoffkonzentration liegen um so weiter vom Emittenten entfernt und weisen um so geringere Schadstoffmengen (Immissionswerte) auf, je höher der Kamin ist. Gleichzeitig wird

[28] ICRP (International Commission on Radiological Protection): *Report of the Task Group on Reference Man*, Publication No. 23, Pergamon Press, Oxford 1975.

auch die gesamte Schadstoffmenge mit zunehmender Kaminhöhe auf eine immer größere Fläche verteilt.

Wetterbedingungen

Der Einfluß der Wetterbedingungen auf die Ausbreitung und Verteilung von Schadstoffen in der Atmosphäre läßt sich besonders gut durch Beobachtung von Rauchfahnen bei unterschiedlicher Witterung erkennen. Wettersituationen, bei denen die Fahne relativ rasch so stark verwirbelt wird, daß sie nach kurzer Ausbreitungsstrecke nicht mehr sichtbar ist, bezeichnet man als instabile Lagen. Sie sind durch starke Turbulenz und große Verdünnungseffektivität charakterisiert. Im Gegensatz dazu herrscht bei stabilen Wetterlagen (Inversionen) kaum Turbulenz. Die Verdünnungseffektivität ist gering, die Rauchfahne bleibt über eine sehr lange Strecke sichtbar.

Je turbulenter die Wetterlage, um so rascher berührt die noch schwach verdünnte Abluftfahne den Boden und um so näher am Emittenten liegt der Punkt stärkster Schadstoffkonzentration. Bei stabiler Wetterlage ist das Konzentrationsmaximum der Schadstoffe sehr viel weiter entfernt.

Für Berechnungen in radioökologischen Gutachten werden aus den meteorologischen, geographischen und orographischen Einflußgrößen Ausbreitungsfaktoren abgeleitet, die das Geschehen modellhaft beschreiben. Die in der Berechnung verwendeten Langzeitausbreitungsfaktoren repräsentieren dabei das Jahresmittel des Wettergeschehens.

Mit derartigen Ausbreitungsfaktoren können dann bei gegebenen Emissionswerten die Aktivitätskonzentrationen in der Luft ermittelt werden. Zur Umrechnung der Luftaktivität in trockene oder nasse Aktivitätsablagerung pro Flächeneinheit verwendet man eine Fallout- bzw. eine Washoutkonstante, die das Verhältnis zwischen der zeitintegrierten Konzentration eines radioaktiven Stoffes in der Luft und der abgelagerten Aktivitätsmenge darstellt.

Fließgewässer

Auch für Fließgewässer lassen sich mit ähnlichen Methoden Ausbreitung und Ablagerung bestimmen.

Aus dem Zusammenwirken aller Einflußgrößen ergeben sich Stellen in der Umgebung eines Emittenten, die im Jahresmittel die höchsten Schadstoffkonzentrationen bzw. die höchsten Schadstoffablagerungen aufweisen. In der Radioökologie bezeichnet man sie als »ungünstigste Einwirkungsstellen« und definiert sie als die Stellen in der Umgebung einer kerntechnischen Anlage, an denen durch Aufenthalt oder durch Verzehr dort erzeugter Lebensmittel die höchste Strahlenexposition für die Referenzperson zu erwarten ist. Die Expositionswege über Abluft und Abwasser werden getrennt betrachtet.

ungünstigste Einwirkungsstellen

An der ungünstigsten Einwirkungsstelle für »Aufenthalt« ist die Summe der Strahlendosen aus äußerer Strahlenexposition und Aktivitätsaufnahme mit der Atemluft (Inhalation) am höchsten. Entscheidend ist dabei nicht, daß diese Stelle besiedelt ist, sondern daß sie prinzipiell besiedelbar ist.

An der ungünstigsten Einwirkungsstelle für »Verzehr von Lebensmitteln« weisen dort erzeugte Nahrungsmittel die höchsten Aktivitätskonzentrationen auf. Auch hier ist nur von Bedeutung, daß an diesem Punkt grundsätzlich Landwirtschaft betrieben werden kann.

Wenn die Abluftfahne den Untergrund berührt, wird ein Teil der mitgeführten Aktivität am Boden oder auf Pflanzen abgelagert. Die Ablagerung auf der Pflanzendecke ist oft nur oberflächlich, z.B. beim Cäsium, so daß sie durch Regen zum Teil wieder abgewaschen werden kann. Reaktionsfähige Gase, wie Jod, werden von Pflanzen zunächst auch an der Blattoberfläche festgehalten, dann aber in das Blattinnere aufgenommen. Daher ist beispielsweise Jod-131 bereits wenige Stunden nach der Ablagerung von den Pflanzen kaum noch zu entfernen.

Radioaktivität in Pflanzen

Die am Boden abgelagerte Aktivität kann von Pflanzen durch die Wurzel aufgenommen werden, und so ebenfalls in landwirtschaftliche Produkte gelangen. Für den Übergang Boden-Pflanze hat man Transferfaktoren definiert, mit deren Hilfe aus der Aktivitätskonzentration im Boden die zu erwartende Aktivität im Erntegut abgeschätzt werden kann. Der Transfer ist abhängig vom Element und seiner chemischen Form, sowie von Pflanzenart, Bodentyp, Nährstoffversorgung des Bodens und klimatischen Faktoren (Temperatur, Feuchtigkeit und andere).

Cäsium wird in den meisten Böden sehr stark festgelegt und ist daher in der Regel nur in sehr geringem Umfang pflanzenverfügbar (sehr kleine Transferfaktoren Boden-Pflanze). Strontium ist im Boden ähnlich mobil wie das chemisch verwandte Calcium. Es kann verhältnismäßig leicht aus der Bodensubstanz herausgelöst und dann entsprechend der Konzentration der Bodenlösung von der Pflanze aufgenommen werden. Die Pflanzenverfügbarkeit ist also erheblich höher als beim Cäsium, und damit sind auch die Transferfaktoren deutlich größer.

Ähnlich wie für den Übergang Boden-Pflanze lassen sich auch Transferfaktoren für alle anderen Verlagerungen von Aktivität in Nahrungsmittel, z.B. Futtermittel-Milch oder Futtermittel-Fleisch angeben.

Von der Aktivität zur Dosis:
Radionuklide, die mit der Nahrung oder der Atemluft aufgenommen worden sind, werden im Körper des Menschen meist in bestimmten Organen oder Geweben akkumuliert: Jod-131 in der Schilddrüse, Strontium-89 und -90 im Knochen (als Konkurrent des Calciums), Caesium-134 und -137 (als Konkurrent des Kaliums) in Muskulatur und Leber oder eingeatmeter Plutoniumstaub in der Lunge, um nur einige Beispiele zu nennen. Sie stellen dann innere Strahlenquellen dar.

Alle in den Körper aufgenommenen Stoffe unterliegen auch wieder der Ausscheidung oder dem Abbau. Wann ein Stoff nach einmaliger Aufnahme den Körper oder ein Organ wieder vollständig verlassen hat, ist nicht mit hinreichender Genauigkeit zu ermitteln; besser meßbar dagegen ist der Zeitraum, nach dem von der aufgenommenen Menge nur noch die Hälfte vorhanden ist. Diese Zeitspanne bezeichnet man als biologische Halbwertszeit.

biologische Halbwertszeit

Biologische Halbwertszeiten haben bei Pflanzen und Tieren andere Werte als beim Menschen, sind altersabhängig und besitzen sogar oft für den gleichen Stoff in den verschiedenen Organen stark unterschiedliche Werte.

Die Beschreibung der tatsächlichen Konzentrationsabnahme eines radioaktiven Stoffes in Pflanze, Tier oder Mensch muß sowohl die biologischen Vorgänge als auch die rein physikalische Erscheinung der Radioaktivität berücksichtigen. Aus diesem Grunde definiert man für die Abnahme eines radioaktiven Stoffes im lebenden Organismus die effektive Halbwertszeit (t_{eff}).

Der mathematische Zusammenhang zwischen biologischer (t_{biol}), physikalischer (t_{ph}) und effektiver Halbwertszeit wird durch folgende Formel wiedergegeben:

effektive Halbwertszeit

$$\frac{\ln 2}{t_{\text{ph}}} + \frac{\ln 2}{t_{\text{biol}}} = \frac{\ln 2}{t_{\text{eff}}}. \tag{6.1}$$

Der Term $\ln 2/t_{\text{eff}}$ wird auch als effektive Verweilkonstante bezeichnet.

Für diese Rechnung ist die physikalische Halbwertszeit sehr exakt, die biologische nur relativ ungenau bestimmbar. Mit entsprechenden Ungenauigkeiten ist daher auch die nach dieser Formel errechenbare effektive Halbwertszeit behaftet.

Bei kontinuierlicher Aktivitätszufuhr stellt sich – ausgenommen bei Radionukliden mit langer effektiver Halbwertszeit, wie Strontium-90 oder Radium-226 – nach einiger Zeit ein Gleichgewicht zwischen Aufnahme und Ausscheidung ein, so daß dann trotz gleichbleibender Aufnahme keine weitere Zunahme der Aktivitätskonzentration im betrachteten Organ oder im gesamten Körper erfolgt.

Obwohl kerntechnische Anlagen ein breites Spektrum verschiedener Radionuklide abgeben, tragen nur wenige davon – wegen ihrer Bedeutung im Stoffwechsel, der chemischen Ähnlichkeit mit biochemisch wichtigen Elementen oder der emittierten Menge – zu mehr als 95 % zur gesamten Strahlenexposition durch solche Anlagen bei. Zur Abschätzung der maximalen Dosis ist daher oft nur die Betrachtung folgender Nuklide nötig: Tritium (H-3), Kohlenstoff-14, Phosphor-32, Kobalt-60, Krypton-85, Strontium-89 und -90, Ruthenium-103 und -106, Jod-129 und -131, Xenon-133, Cäsium-134 und -137, Cer-144 sowie der Transurane (Plutonium, Neptunium).

maximale Dosis

Für die Berechnung der Strahlenexposition durch eine in den Körper aufgenommene (inkorporierte) Aktivitätsmenge ist die Kenntnis des Radionuklids unerläßlich, von dem die Strahlung ausgeht. Jedes Radionuklid gibt pro Zerfallsereignis, also je Becquerel, eine charakteristische definierte Energiemenge ab, die im übrigen auch seine Identifizierung in einem Nuklidgemisch erlaubt. Für jedes Radionuklid ist daher die je Becquerel resultierende Energiedosis eine andere.

Auch die chemische Form und der Aufnahmeweg eines Radionuklids, die Reichweite seiner Strahlung sowie seine biokinetischen Daten (Verteilung im Körper, Anreicherung in bestimmten Organen sowie Stoffwechsel- und Ausscheidungsvorgänge) sind für die Dosisberechnung aus einer aufgenommenen Aktivitätsmenge wichtig.

Bei Jod-131 entsprechen z.B. 1 000 Bq Aufnahme einer Schilddrüsendosis

Schilddrüsendosis

von etwa 0,5 mSv beim Erwachsenen oder etwa 4 mSv beim Kleinkind (wegen der extrem kleinen Schilddrüse). Die Dosis für die übrigen Organe oder Gewebe ist dagegen fast vernachlässigbar klein. Für Caesium-137, das sich im Körper annähernd gleichmäßig verteilt, liegt die Ganzkörperdosis (Mittelwert der Äquivalentdosis über alle Organe oder Gewebe des Körpers) bei etwa 0,01 mSv je 1 000 Bq Aufnahme.

Die gesundheitsschädigende Wirkung, die ein aufgenommenes Radionuklid im Verhältnis zur aufgenommenen Aktivitätsmenge besitzt, bestimmt seine Gefährlichkeit, seine Radiotoxizität (Strahlengiftigkeit). Es gibt Nuklide mit sehr niedriger (Krypton-85) und sehr hoher (Plutonium-239) Radiotoxizität.

Dosisfaktoren

Zur einfachen Berechnung der Dosis, die aus der Aufnahme eines Radionuklids resultiert, sind unter Einbeziehung aller hier vorgestellten Parameter Dosisfaktoren definiert und in Tabellen zusammengestellt worden. Durch Multiplikation des jeweiligen Dosisfaktors mit der aufgenommenen Aktivität erhält man direkt die resultierende Dosis.

Auch für die äußere Strahlenexposition aus der Abluftfahne (Submersion) und durch abgelagerte Radioaktivität auf dem Boden oder im Sediment von Gewässern lassen sich nach ähnlichen Verfahren Dosisfaktoren festlegen.

6.1.5 Kerntechnik und Gesundheitsrisiko

6.1.5.1 Strahlenexposition im bestimmungsgemäßen Betrieb

ungünstigste Einwirkungsstellen

Die von der Genehmigungsbehörde festgesetzten maximalen Emissionswerte orientieren sich zwar an den Dosisgrenzwerten der Strahlenschutzverordnung, schöpfen diese in der Regel aber bei weitem nicht aus. Die tatsächlichen Emissionen liegen dann wiederum nochmals deutlich unter den Genehmigungswerten. Berücksichtigt man zudem real existierende Bevölkerungsgruppen, bezieht sich also nicht allein auf die Referenzperson an den ungünstigsten Einwirkungsstellen, so beträgt die tatsächliche Strahlenexposition höchstens 1/10, meist jedoch weniger als 1/100 der Dosisgrenzwerte. Tabelle 6.4[29] zeigt die unter den oben angeführten Bedingungen für die Referenzperson an den ungünstigsten Einwirkungsstellen aus den tatsächlichen Emissionen errechneten Dosiswerte beim Erwachsenen (Effektive Dosis, Grenzwert 300 mSv) und beim Kleinkind (Schilddrüse, Grenzwert 900 μSv).

Der Beitrag aus dem bestimmungsgemäßen Betrieb kerntechnischer Anlagen zur gesamten Strahlenexposition ist also recht niedrig. Er liegt weit unter den Werten, innerhalb derer die natürliche Strahlenexposition in Deutschland schwankt.

[29] Deutscher Bundestag: *Bericht der Bundesregierung über Umweltradioaktivität und Strahlenbelastung für das Jahr 1988*, Drucksache 11/6144, Dezember 1989.

6.1.5.2 Die Diskussion um Sellafield

In regelmäßigen Abständen berichten die Medien über das Auftreten erhöhter Krebs- oder Leukämieraten in der Nähe kerntechnischer Anlagen. Es handelt sich dabei fast immer um Einzeluntersuchungen in der Umgebung einer bestimmten Anlage, die für andere Anlagen bei ähnlichen Expositionsverhältnissen nicht bestätigt werden können. Der Beweis eines kausalen Zusammenhanges konnte also niemals angetreten werden.

Zur Veranschaulichung dieser Problematik sollen hier einige Arbeiten über die Leukämierate bei Jugendlichen in der Umgebung der britischen Nuklearanlagen von Sellafield (früher Windscale) diskutiert werden, die in der Öffentlichkeit ein besonders breites Echo gefunden haben.

Die Bevölkerungszahlen in der näheren Umgebung kerntechnischer Anlagen sind in der Regel relativ klein. Das trifft auch für Seascale zu, einen kleinen Ort nahe Sellafield, wo sich eine stark erhöhte Leukämierate bei den bis 25-jährigen zeigte. Dies hat zu einer Reihe von Untersuchungen geführt, die aber alle wegen der geringen Absolutzahlen (fünf Fälle) kein unmittelbar deutbares Ergebnis brachten. In der fraglichen Altersgruppe sind alle anderen Krebserkrankungen deutlich weniger erhöht, in den anderen Altersklassen liegen weder Leukämie- noch Krebsrate über dem Landesmittel. Die zusätzliche Strahlenexposition kann also kaum als Hauptursache für die hohe Leukämierate bei Jugendlichen in Frage kommen.

Sellafield

Im »Black-Report«[30] über die Krebshäufigkeit in der Umgebung von Sellafield wurde dann auch die Schlußfolgerung gezogen, daß die durch Sellafield verursachte Strahlung nicht für das Ansteigen der Leukämie in Seascale und der Nachbarschaft verantwortlich war.

Black-Report

Auch ein Report des unabhängigen »National Radiological Protection Board«[31] vom Januar 1988 stellt fest: Um die Häufung der Leukamiefälle rund um Sellafield durch Strahleneffekte erklären zu können, hätte man eine um den Faktor 300 höhere Dosis haben müssen, und die Strahlenexposition eines jeden hätte über dem Grenzwert für beruflich strahlenexponierte Personen, 50 mSv/a, liegen müssen. Eine derartig hohe Strahlenexposition sei aber mit Sicherheit auszuschließen.

Neue Aspekte zu dem Problem der erhöhten Leukämieraten um Sellafield brachten die Untersuchungen[32] eines Teams um M. J. Gardener. Es handelt sich dabei um eine Fallstudie an 74 Kindern, die zwischen 1950 und 1985 in der Umgebung von Sellafield an Leukämie (52 Fälle) bzw. dem »Non-Hodgkin's Lymphom« (22 Fälle) erkrankt waren. In den 74 Fällen sind

[30] D. Black: *Investigations of the Possible Increased Incidence of Cancer in West Cumbria*, London 1984.

[31] J. Stather et al.: *The Risk of Childhood Leukemia near Nuclear Establishments*, National Radiological Protection Board, NRPB-R215, Januar 1988.

[32] M. J. Gardener et al.: *Results of case-control study of leukaemia and lymphoma among young people near Sellafield nuclear plant in West Cumbria*, Br. Med. J. 300, S. 423–429, Februar 1990, und
M. J. Gardener et al.: *Methods and basic data of case-control study of leukaemia and lymphoma among young people near Sellafield nuclear plant in West Cumbria*, Br. Med. J. 300, S. 429–434, Februar 1990.

Strahlenexposition in der Nähe von Kernkraftwerken

Tabelle 6.4: Oberer Wert der Strahlenexposition an den ungünstigsten Einwirkungsstellen (Abluft- und Abwasserpfad) deutscher Kernkraftwerke und Forschungseinrichtungen im Jahr 1988

Anlage	Abluft Effektivdosis Erwachsener μSv	Abluft Schilddrüsendosis Kleinkind μSv	Abwasser Effektivdosis Erwachsener μSv
	.... [1 μSv = 10 mrem]		
Kernkraftwerke			
Kahl	<0,1	<0,1	0,2
Gundremmingen A,B,C	1	2	0,4
Lingen	<0,1	<0,1	—
Obrigheim	1	2	0,2
Stade	0,3	0,5	0,1
Würgassen	4	15	0,3
Biblis A,B	0,4	2	0,1
Neckarwestheim	0,5	1	0,1
Brunsbüttel	2	3	0,1
Isar 1,2	1	4	0,1
Unterweser	0,1	0,2	<0,1
Philippsburg 1,2	1	4	0,1
Grafenrheinfeld	0,1	0,2	0,1
Krümmel	0,6	2	<0,1
Grohnde	0,2	0,3	0,1
Hamm-Uentrop	0,2	0,2	0,1
Mülheim-Kärlich	<0,1	0,1	<0,1
Brokdorf	0,2	0,3	<0,1
Emsland	<0,1	<0,1	0,1
Forschungszentren			
Jülich (mit AVR)	3,2	5,8	—
Karlsruhe (mit WAK)	4,5	114	—

Quelle: Bundestagsdrucksache 11/6144.

auch die vorher erwähnten fünf Fälle aus Seascale enthalten. Zum Vergleich wurde aus dem gleichen Geburtenregister eine Gruppe von 1 001 gesunden Kindern herangezogen, mit gleicher Geschlechterverteilung und gleichem Alter wie die Krankheitsfälle. Wie schon die Autoren der vorher diskutierten Arbeiten schlossen auch Gardener und seine Mitarbeiter radioaktive Emissionen als Ursache der Erhöhung der Leukämierate aus, die um etwa den Faktor 3 über dem europäischen Mittelwert liegt. Sie fanden aber, daß das Leukämierisiko für Kinder, die in der Nähe von Sellafield geboren und deren Väter in Sellafield beschäftigt waren, höher war. Außerdem war das relative Risiko für ein Kind, an Leukämie zu erkranken, mit der Höhe der Strahlendosis korreliert, die der Vater während seiner Beschäftigungszeit erhalten hatte.

Eine 1991 fertiggestellte Untersuchung mit gleichem methodischem Ansatz in der Umgebung des Kernforschungszentrums Dounreay konnte Gardeners Hypothese nicht bestätigen. Nur in zwei von insgesamt 8 Fällen war der Vater in Dounreay beschäftigt. Inzwischen konnte durch weitergehende Untersuchungen klargestellt werden, daß es sich bei der von Gardener gefundenen Korrelation um ein Zufallsergebnis handelt.

Dounreay

Eine Erhöhung des Leukämierisikos für Kinder durch Strahlenexposition der Väter ist auch in Hiroshima und Nagasaki nicht festgestellt worden.

6.1.5.3 Die Folgen des Unfalls von Tschernobyl

Die Folgen in den Ländern der ehemaligen Sowjetunion[33]:
Die Explosion, die sich am 26. April 1986 im Block 4 des sowjetischen Kraftwerks Tschernobyl ereignete, zerstörte das Reaktorgebäude weitgehend und führte zur Freisetzung eines erheblichen Teils des radioaktiven Inventars. Als Folge der Explosion kam es zu Bränden, zu deren Bekämpfung die Werksfeuerwehr eingesetzt wurde.

Tschernobyl

Die Mitglieder der Betriebsmannschaft und die Feuerwehrleute, die sich zum Zeitpunkt des Unfalls bzw. unmittelbar danach im Reaktorblock aufhielten, erlitten bei dem Unfall schwere, zum Teil tödliche Strahlenschäden. Die Zahl der Todesopfer aus dieser Gruppe wird offiziell mit 31 angegeben.

Durch die heißen Gase des Graphitbrandes wurde die Radioaktivität zu einem großen Teil in Höhen von mehr als 1 500 m getragen und dadurch großflächig verteilt.

Radiologisch ist die großflächige Cäsiumkontamination das Hauptproblem. Jod spielte nur in den ersten Wochen eine Rolle, Strontium wurde nur in sehr viel geringerem Umfang freigesetzt und hauptsächlich in der nähreren Umgebung abgelagert. Es hat daher – wie die α-Strahler – außer in der 30 km-Sperrzone und in den Gebieten um Gomel für die radiologische Bewertung nur eine untergeordnete Bedeutung.

Cäsium-kontamination

Im Jahr 1987 wurde eine internationale Langzeitstudie über die Auswirkungen in den besonders stark kontaminierten Regionen angeregt[34], 1990 wirklich ernsthaft begonnen und im Frühjahr 1991 zum Abschluß gebracht.

Nur langsam rundet sich daher das Bild über das Ausmaß der Katastrophe für die betroffene Bevölkerung ab: 45 000 Personen wurden 36 Stunden nach dem Unfall aus der Stadt Pripyat evakuiert. Einige Tage bis Wochen später folgten aus dem inzwischen zur Sperrzone erklärten Gebiet im 30 km-Radius um den Reaktor und aus besonders stark betroffenen Gebieten außerhalb dieser Zone weitere 90 000 Personen.

Ein Gesamtareal von mehr als 10 000 km^2, das sich über weite Teile der Ukraine, der Russischen Föderation und Bjelorußlands erstreckt, ist mit mehr als 550 kBq/m^2 Cäsium – teilweise sogar mit mehr als 1,5 MBq/m^2

[33] *The Consequences of the Chernobyl Accident in the Soviet Union*, Bakgrund no. 2/1990, English version, KSU Nyköping, und: *Chernobyl and Contaminated Areas in the Soviet Union*, Bakgrund no. 1/1991, English version, KSU Nyköping.

[34] IAEA: *Results of the International Chernobyl Project*, IAEA-Konferenz, Wien, 21.–24. Mai 1991.

– nachhaltig kontaminiert. 21 000 km^2 weisen Cäsiumkontaminationen zwischen 185 und 550 kBq/m^2 auf.

Evakuierung

Aus den am stärksten kontaminierten Gebieten sind bis heute weitere 80 000 Menschen evakuiert worden, und niemand kann zur Zeit angeben, wie viele noch folgen werden.

Zu Zonen ständiger Kontrolle sind alle Gebiete mit einer Cäsiumkontamination zwischen 550 kBq/m^2 und 1,5 MBq/m^2 erklärt worden. Hier ist unter anderem der Verbrauch von landwirtschaftlichen Produkten aus dieser Zone eingeschränkt. Zonen stenger Kontrolle sind alle Gebiete mit einer Cäsiumkontamination über 1,5 MBq/m^2. Sie werden als zum Dauerwohnsitz ungeeignet angesehen. Weitere Evakuierungen dürften also bevorstehen. Zur Zeit leben in diesen beiden Zonen noch etwa 270 000 Personen, ein Drittel davon Kinder. 2,2 Mio. Menschen in Bjelorußland und etwa 1,5 Mio. in der Ukraine leben in Gebieten mit mehr als 40 kBq/m^2, der sogenannten »Zone gelegentlicher Kontrolle«.

Die Strahlenexposition der etwa 45 000 Personen aus Pripyat betrug nach sowjetischen Schätzungen im Mittel etwa 30 mSv, bei dem eingesetzten Rettungspersonal etwa 100 mSv. 24 000 erst später evakuierte Personen aus dem 15 km-Radius um den Reaktor dürften allerdings eine mittlere Dosis von etwa 450 mSv erhalten haben. In der weiteren Umgebung des Reaktors, zwischen 15 km und der Grenze der jetzigen 30 km-Sperrzone, soll die Strahlenexposition dann bei etwa 50 mSv gelegen haben.

Die Strahlenexposition lag damit zwar teilweise relativ hoch, andererseits war jedoch die Dosisleistung einige Zehnerpotenzen niedriger als in Hiroshima und Nagasaki. Die Dosen waren in der Regel wohl zu gering, um akute Schäden auszulösen. Strahlenbedingte akute und chronische Schäden (Haarausfall, Schäden des Immunsystems und des Blutbildes, Mißbildungen) können allerdings in Einzelfällen, besonders bei den 24 000 erst später evakuierten Personen aus dem 15 km-Radius und bei den Helfern, aufgetreten sein, wenn die Dosis über den angegebenen Mittelwerten lag.

Krebsstatistik

Meldungen über bereits jetzt zunehmende bösartige Neubildungen bei diesen Kollektiven sind weitgehend spekulativ und können derzeit allenfalls auf Leukämie (besonders bei Kindern) und im Sonderfall auf Schilddrüsenkrebs bei Kindern zutreffen. In allen anderen Fällen sind sie wohl damit zu erklären, daß erst nach dem Unfall und bevorzugt in den betroffenen Gebieten mit einer brauchbaren Krebsstatistik begonnen wurde, vor dem Unfall dagegen Krebs als Todesursache in vielen Fällen überhaupt nicht registriert worden war. Es fehlt also eine zuverlässige Vergleichsgrundlage.

Nach den Erfahrungen in Hiroshima und Nagasaki ist es unter diesen Randbedingungen zweifelhaft, ob Krebs und Leukämie in diesem Kollektiv in Zukunft überhaupt statistisch signifikant erhöht sein werden. Eine solche Erhöhung wäre für alle Krebsarten (ohne Leukämie) wegen der langen Latenzzeiten frühestens nach dem Jahr 2000 feststellbar.

Für den Verbleib oder die Umsiedlung der über 270 000 Personen, ein Drittel davon sind Kinder, in den zwischen 30 km und teilweise über 500 km von Tschernobyl entfernt liegenden Zonen ständiger oder strenger Kontrolle

soll ein »350 mSv-Konzept« die Entscheidungsgrundlage sein. Es wird dabei angestrebt, durch administrative Maßnahmen die Strahlenexposition so zu begrenzen, daß die zusätzliche Dosis aus dem Reaktorunfall während der gesamten Lebenszeit den Wert von 350 mSv nicht überschreitet. Da Cäsium in erheblichem Umfang zur äußeren Strahlenexposition beiträgt, bedeutet das auch Aufenthaltsbeschränkungen im Freien. Nach Berechnungen von UNSCEAR[35] könnte dieses Konzept in den Zonen ständiger Kontrolle wahrscheinlich eingehalten werden; die bis 1990 akkumulierte Dosis dürfte bei etwa 50 bis 100 mSv liegen. Nach den neuen Risikoschätzungen der ICRP könnte die Dosis von 350 mSv das Krebsrisiko in dem betroffenen Kollektiv um 8–10 % der Spontanrate, absolut also um etwa 2 %, erhöhen. Das Fehlen von Tumorregistern und verläßlichen Daten über die Sterberate macht es jedoch unwahrscheinlich, daß in diesem Kollektiv eine Erhöhung der allgemeinen Krebsrate oder der Leukämierate bei Kindern nachweisbar sein wird.

Auch im Rahmen des internationalen Tschernobyl-Projekts[34] wird – wie auch schon früher – berichtet, daß in den Zonen ständiger Kontrolle unter anderem ein Anstieg der Mißbildungsrate und der Zahl an Erkrankungen festzustellen ist, die nach heutigem Kenntnisstand durch Strahlung entweder nicht oder aber nur durch hohe Dosen beeinflußt werden (Bluthochdruck, Herzkranzgefäßerkrankungen, Diabetes, Nervenkrankheiten, chronische Erkrankungen der Atemwege, chronische Erkrankungen des Immunsystems – »Tschernobyl-AIDS« – und besonders bei Kindern Anämie, chronische Entzündungen des Mund-Rachen- oder des Nasenbereichs, Entzündungen der Augen, Linsentrübungen).

Tschernobyl-AIDS

Angesichts der auch durch Ganzkörpermessungen bestätigten relativ niedrigen Strahlendosis von bisher etwa 50 bis 100 mSv kann die Strahlenexposition nicht die Ursache dieser Erkrankungen sein. Sie treten jedoch in der Tat in erhöhtem Umfang auf. Ein Zusammenhang mit dem Unfall ist unzweifelhaft. Die Ursachen für den Anstieg der Erkrankungs- und Sterblichkeitsrate dürften einerseits in einseitiger, vitaminarmer Ernährung mangels ausreichender Versorgung mit glaubwürdig nicht kontaminierten Lebensmitteln liegen, vor allem aber in starkem psychischem Streß zu suchen sein. Man kennt die Auswirkungen von Angst, Unsicherheit und Verzweiflung auf die Gesundheit auch von anderen, nichtnuklearen Katastrophen. Die fehlende, lückenhafte oder unglaubwürdige Information über die Lage, das Gefühl, von den Behörden im Stich gelassen zu werden, das fehlende Vertrauen in die Kontrolle und damit letztlich in die Durchführbarkeit und die Wirksamkeit der angeordneten Maßnahmen sowie die zahlreichen Restriktionen im täglichen Leben (Kinder sind z.B. weitgehend in Wohnungen eingesperrt) sind die Auslöser dieser sicherlich auch krankmachenden Ängste.

psychischer Streß

Wie sehr sich Hilflosigkeit in der Stimmung der Bevölkerung ausgebreitet hat, geht auch aus der Tatsache hervor, daß die Ausgleichszahlungen für

[35] UNSCEAR (United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation): *Sources, Effects and Risks of Ionizing Radiation*, 1988 Report to the General Assembly, New York 1988.

die Bewohner der ständiger Kontrolle unterliegenden Zonen (15 bis 25 % Zuschlag zum Lohn und ein fester Monatsbetrag) dort als »Sarggeld« bezeichnet werden. Hinzu kommt das Fehlen verläßlicher Gesundheitsstatistiken, wodurch ein Vergleich mit dem Gesundheitsstatus der Bevölkerung vor dem Unfall oder in unbelasteten Regionen praktisch unmöglich wird.

Es steht daher zu befürchten, daß die psychosozialen Folgen des Unfalls, die bislang von den Behörden viel zu wenig beachtet wurden, unter Umständen mehr Opfer fordern, als die Strahlenexposition.

Als Sonderfall zu betrachten sind die erhöhten Raten an Schilddrüsenkrebs bei einem Kollektiv von Kindern aus der näheren und weiteren Umgebung des Reaktors, für die wahrscheinlich wegen lückenhafter, unsicherer und teilweise wohl auch falscher Messungen des Jod-131 in den ersten Tagen nach dem Unfall in einigen Tausend Fällen die Schilddrüsendosis viel zu niedrig geschätzt worden war. Man muß davon ausgehen, daß die tatsächliche Dosis mehrere Sv bis teilweise über 10 Sv betrug. Auch von amtlichen Stellen wird inzwischen eingeräumt, daß bei etwa 15 % der 150 000 betroffenen Kinder die Schilddrüsendosis höher als 1 Sv [= 100 rem], bei 500 dieser Kinder sogar höher als 10 Sv bis zu etwa 25 Sv gelegen haben könnte.

Schilddrüsendosis

Die nuklearmedizinischen Erfahrungen mit Radiojod, nach denen derartige Dosen die Schilddrüsenfunktion nicht nachhaltig beeinflussen, beziehen sich nicht auf Kinder. Die Strahlung muß daher als Ursache für die starke Erhöhung der Zahl der Schilddrüsenkrebsfälle bei diesen Kindern angesehen werden.

Von den über 600 000 »Liquidatoren«, darunter etwa 300 000 Armeeangehörige, haben etwa 900, insbesondere in den ersten Wochen nach dem Unfall, bei den Aufräumungs- und Dekontaminierungsarbeiten Strahlenexpositionen oberhalb des offiziellen Richtwertes (damals noch 500 mSv, später herabgesetzt auf 250 mSv) erhalten.

In diesem Personenkreis sollen vereinzelt akute Strahlenschäden aufgetreten sein. Bei den hier aufgetretenenen Strahlendosen wäre auch eine Zunahme der Leukämierate eventuell bereits zum heutigen Zeitpunkt möglich. Verläßliche Daten über Krankheitsverlauf und Zahl eventueller Leukämieerkrankungen sind jedoch zur Zeit nicht zugänglich.

Die Folgen in Deutschland [36]:

Radioaktivitätsablagerung und Grenzwerte:

Am Vormittag des 30. April 1986 wurden in Süddeutschland die ersten erhöhten Werte der Luftradioaktivität gemessen. Die radioaktive »Wolke« breitete sich bis zum 3. Mai unter Verdünnung über das gesamte damalige Bundesgebiet aus, wobei die Radioaktivitätskonzentration in der Luft nach Norden relativ rasch abnahm. In München war am Nachmittag des 30. April und am 1. Mai die Luftaktivität besonders hoch, verringerte sich dann aber nach starken Gewitterregen rasch.

Luftradioaktivität

[36] SSK: *Auswirkungen des Reaktorunfalls in Tschernobyl auf die Bundesrepublik Deutschland*, Veröffentlichungen der Strahlenschutzkommission, Band 7, Gustav Fischer, Stuttgart 1987.

Jod-131 war in den ersten Maitagen mit einem Anteil von bis zu 40 % der Gesamtaktivität das »Leitnuklid«. Die Jod-131 Konzentration in der Luft lag zwischen 20 und 80 Bq/m^3. Cäsium-137 hatte in dieser Zeit einen Anteil zwischen 3,5 % und 12 % der Gesamtaktivität.

Wegen der unterschiedlichen Wettersituationen (starke lokale Regenfälle im Süden) waren die Bodenablagerungen regional stark verschieden. Gebiete, in denen nasse Ablagerung (wash-out) erfolgte, wiesen – bei gleicher Aktivitätskonzentration in der Luft – erheblich höhere Bodenkontaminationen auf, als Gegenden, in denen die trockene Deposition (fall-out) überwog. Auch bei den Bodenablagerungen war generell ein deutliches Süd-Nord-Gefälle zu beobachten.

Beta-Aktivität im Boden

Die Gesamt-Beta-Aktivität im Boden betrug in Süddeutschland mehr als 100 000 Bq/m^2 und 1 000 Bq/m^2 in Berlin (die vorher vorhandene Aktivität inbegriffen). Sie lag damit in der Größenordnung der 1963/64 gemessenen Aktivitäten aus den Kernwaffentests (etwa 50 000 Bq/m^2).

Die (Gamma-) Direktstrahlung aus der Luft und aus Ablagerung auf dem Boden erreichte mit etwa 2,5 mSv/h regional für einige Tage mehr als das Zehnfache des Normalwertes (etwa 0,15 mSv/h). Im Westen und Norden Deutschlands wurden im Mittel 0,4 bis 0,5 mSv/h gemessen.

Die Cäsiumablagerung auf dem Boden schwankte regional zwischen weniger als 10 % und etwa dem Zehnfachen der gesamten Cäsiumaktivität aus den Atombombentests, die knapp 5 000 Bq/m^2 betrug. Es kam nur relativ wenig des radiologisch viel bedenklicheren Strontium-90 nach Deutschland (meist weniger als 1 % des Cäsiums).

Atombombenfallout

Eine Einordnung der radiologischen Relevanz dieser Werte wird leichter, wenn man sie mit den Strahlenexpositionen aus dem Atombombenfallout in den 60er Jahren vergleicht: Die gesamte Strahlenexposition auf allen Expositionspfaden betrug zusammen maximal 0,25 mSv/a, Cäsium-137 hatte daran nur einen Anteil von weniger als 10 %, die überwiegend durch externe Strahlenexposition verursacht wurden.

Für die deutsche Strahlenschutzkommission ergab sich aus der großflächigen Kontamination eine besondere Situation. Die deutschen Störfallgrenzwerte sind anlagenorientierte Auslegungswerte, das heißt, die Anlage muß so ausgelegt sein, daß diese Dosiswerte beim größten für die Sicherheitsauslegung anzunehmenden Unfall in der betroffenen Region nicht überschritten werden. Sie waren deshalb prinzipiell nicht anwendbar. Die Grenzwerte des § 45 sind ebenfalls Auslegungswerte (für den bestimmungsgemäßen Betrieb) und deshalb aus den gleichen Gründen nicht anwendbar. Zur Festlegung von Grenzwerten gab es also keine ausreichende gesetzliche Grundlage, außer dem allgemeinen Schutzgebot des § 28 der Strahlenschutzverordnung, die Strahlenexposition so niedrig wie möglich zu halten.

Entsprechend diesem Schutzziel setzte die Kommission in ihrer Sitzung vom 2. Mai Richtwerte für die maximale J-131 Konzentration in Frischmilch (500 Bq/l) und auf Blattgemüse (250 Bq/kg) fest, die von den meisten Bundesländern als verbindliche Grenzwerte übernommen wurden. In einigen Ländern (z.B. Hessen) wurden niedrigere Grenzwerte festgegt. Diese Praxis

der unterschiedlichen Grenzwerte führte in der Bevölkerung zu großer Verwirrung und Verunsicherung. Dadurch und auch durch einen unerträglichen Informationswirrwarr entstand teilweise eine regelrechte Strahlenhysterie. Auch in Deutschland hatte der Unfall von Tschernobyl also erhebliche psychosoziale Auswirkungen.

Strahlenhysterie

Der Gesetzgeber zog aus dieser Rechtsunsicherheit mit der Verabschiedung des dann am 31. Dezember 1986 in Kraft getretenen Strahlenschutzvorsorgegesetzes die dringend notwendigen Konsequenzen.

Während die Richtwerte in landwirtschaftlichen Produkten im Norden in der Regel bei weitem nicht erreicht wurden, führten sie im Süden zu erheblichen Verbrauchseinschränkungen bei Nahrungsmitteln und trugen so deutlich zur Verringerung der Strahlenexposition bei. Große Mengen an Frischgemüse und Salat mußten untergepflügt werden. In der verkauften Molkereimilch lag als Folge der Richtwerte die Jod-131 Konzentration im Bundesdurchschnitt meist deutlich unter 100 Bq/l.

Nahrungsmittel

Mit der Begrenzung des Leitnuklids Jod-131 war in den ersten Wochen automatisch auch eine Begrenzung des Cäsiumgehaltes verbunden. Später wurden dann unterschiedliche Richtwerte für Cäsium festgesetzt, unter anderem der EG-verbindliche Wert von 300 Bq/kg.

Gesundheitliche Beurteilung der Strahlendosen:
Schilddrüsenmessungen belegen, daß, im wesentlichen wohl durch Inhalation auch des kurzlebigen Jod-132 in den ersten Tagen, Schilddrüsendosen von 0,25 bis 3 mSv keine Seltenheit gewesen sind.

Integraldosis

Als Integraldosis über die gesamte Lebenszeit wird ein Erwachsener in Deutschland eine maximale zusätzliche Gesamtdosis (Effektivdosis) zwischen 0,1 mSv (im Norden und Nordosten) und etwa 4 mSv (im Süden) erhalten. Bei Personen, die 1986 im Kleinkindalter waren, kann (besonders im Südosten) die Gesamtdosis, im wesentlichen bedingt durch die Dosis aus 1986, eventuell bis zu 6 mSv betragen. Die Schilddrüsendosis, die durch Jod allein 1986 verursacht werden konnte, ist in den Werten der Lebenszeitdosis – umgerechnet in Effektivdosis – enthalten. Auf das Jahr 1986 entfallen von der Gesamtdosis zwischen 0,06 mSv im Norden und Nordosten und etwa 0,3 mSv im Süden. Im Extremfall kann im Südosten eine Maximaldosis von etwa 1 mSv erreicht worden sein.

Lebenzeitdosis

Der Rest der Lebenzeitdosis verteilt sich auf die übrigen Jahre und resultiert mit maximal etwa 0,002 bis 0,1 mSv/a (1990 etwa 0,04 mSv im Bundesmittel) nahezu ausschließlich aus dem Cäsium-137 und mit schnell sinkender Tendenz aus dem Cäsium-134, wobei knapp zwei Drittel aus äußerer Strahlenexposition (Bodenablagerung) stammen. Durch den niedrigen Transferfaktor des Cäsiums für die meisten Bodenarten ist die Wurzelaufnahme durch Pflanzen und damit die Ingestion durch den Menschen verhältnismäßig gering.

Bei den gelegentlich insbesondere bei Pilzen oder Wildbret gemessenen hohen Cäsiumaktivitäten handelt es sich um Sonderfälle, die in der Lebens- und Ernährungsweise dieser Arten begründet sind. Das Pilzmycel lebt sa-

prophytisch in den Humushorizonten, die besonders cäsiumreich sind. Durch Aufspaltung des organischen Materials machen sie auch das daran gebundene Cäsium verfügbar und nehmen es auf. Das Wild muß sich im Herbst und Winter von der cäsiumarmen Frischnahrung auf die Aufnahme von ausdauernder Vegetation umstellen. Diese enthält noch Cäsium aus der seinerzeitigen oberirdischen Kontamination durch Ablagerung an den Pflanzenoberflächen.

Aus der Gesamtdosis läßt sich rein theoretisch mit der linearen Dosis-Wirkungsbeziehung der ICRP eine Obergrenze für die Erhöhung der Krebstodesfälle in Deutschland um 50 bis 120 pro Jahr (in den nächsten 30 Jahren) ermitteln. Welchen Bezug eine derartige Rechnung zur Wirklichkeit hat, ist bereits in Kapitel 6.1.3.4 diskutiert worden. Selbst wenn sie der Realität entspräche, würde eine Erhöhung in dieser Größenordnung bei der hohen Zahl der Krebstodesfälle in Deutschland (mehr als 200 000 pro Jahr) statistisch nicht mehr faßbar sein. Ebenso wird eine Erhöhung der Zahl der Erbschäden wegen der hohen Spontanraten nicht feststellbar sein. Für die Auslösung anderer Effekte, wie beispielsweise Embryonalschäden, waren die in Deutschland aufgetretenen Strahlendosen, im Gegensatz zu den Verhältnissen in der Sowjetunion, in jedem Falle zu gering.

6.2 Reaktorsicherheit

Bearbeitet von Enno Hicken, (außer Kapitel 6.2.6)

6.2.1 Sicherheitsphilosophie und Sicherheitstechnik

6.2.1.1 Das Gefährdungspotential

C. F. von Weizsäcker hat sich zur Sicherheit von Reaktoren mit folgenden Worten geäußert: »Nicht zu bestreiten ist, daß die Radioaktivität, die in einem Reaktor erzeugt wird, so groß ist, daß, wenn sie durch eine Katastrophe frei wird und in die Umwelt hinausgestreut würde, dieses in der Tat ein sehr großes Unglück bedeuten würde.« Er fügt dieser Feststellung die Erklärung hinzu: »Ich gestehe, daß ich hierüber wenig beunruhigt bin.« In der Tat bilden die in einem Kernkraftwerk entstehenden, im Reaktorkern enthaltenen radioaktiven Spalt- und Aktivierungsprodukte ein erhebliches *Gefährdungspotential.* Nach längerer Betriebszeit liegt das Aktivitätsinventar in einem 1 000 MWe-Kernkraftwerk bei etwa 7×10^9 Curie (entspricht ca. 26×10^{19} Bq).

Aktivitätsinventar

Da sich ungeachtet aller Vorsorge Störungen beim Betrieb nicht ausschließen lassen, muß das Bestreben darauf gerichtet sein, die Eintrittswahrscheinlichkeit für solche Störungen so weit wie nur eben möglich zu reduzieren und/oder etwaige Schadensfolgen solcher Störungen in akzeptablen Grenzen zu halten.

Die Fehlbeurteilung des Risikos von Unfällen in Reaktoren oder in Anlagen des Brennstoffkreislaufs, etwa der Wiederaufarbeitung, erklärt sich zumeist aus einer Verwechslung des *Gefährdungspotentials*, d.h. des maxi-

Gefährdungspotential

malen – hypothetischen – Schadens, der von einer Gefahrenquelle ausgehen kann, mit dem *Risiko*, bei dem sowohl das *potentielle Schadensausmaß* als auch die *Wahrscheinlichkeit* für das Eintreten dieses Schadens in Betracht zu ziehen sind.

potentielles Schadensausmaß

Nirgendwo sonst steht das Sicherheitsdenken bei Planung, Bau, Betrieb und Stillegung von Anlagen so sehr im Vordergrund wie bei Kernkraftwerken. Es ist darauf ausgerichtet, die im Betrieb entstehenden radioaktiven Stoffe bei allen Betriebs- und Störfallbedingungen unter Kontrolle zu halten.

6.2.1.2 Die Sicherheitskonzeption

(1) Die Sicherheit eines Kernkraftwerkes richtet sich nach den durch seine Errichtung und seinen Betrieb ausgelösten Gefährdungsmehrungen für die Bevölkerung. Gefährdungsrechnungen hängen in ihrem Ergebnis von der Eignung eines Kernkraftwerkes ab, die in ihm entstehenden radioaktiven Stoffe zurückzuhalten und – falls dies nicht gelingt – die Bevölkerung in der Umgebung des Kernkraftwerks in ihrer Gesundheit nicht zu beeinträchtigen. Dafür ist entscheidend,

Gefährdungsrechnungen

- welche Umstände zu einer Freisetzung radioaktiver Stoffe führen können;
- welche radioaktiven Stoffe freigesetzt werden;
- in welchem chemisch-physikalischen Zustand, in welchem Zeitraum und in welchen Mengen solche Stoffe abgegeben werden;
- welche Wetterbedingungen herrschen und wie sich die Bevölkerung in der Umgebung des Kernkraftwerkes verteilt;
- wie sich die Bevölkerung während und nach der Freisetzung von Radioaktivität verhält.

(2) Um ein Höchstmaß an Sicherheit zu erreichen, geht man bei der Kernenergie in einer sonst in Wissenschaft und Technik nicht üblichen Weise vor: Statt vorwiegend erst aus eingetretenen Störfällen Lehren zu ziehen, unterstellt man systematisch von vornherein die Möglichkeit von Versagensereignissen. Auch ein anderer Grund spricht für dieses Vorgehen: Normalerweise entwickelt sich eine Technik durch Lernen aus Mängeln und Fehlern auf der Grundlage von Erfahrungen. Dieser Weg ist der Reaktortechnik verschlossen, denn die Prozesse in einem Reaktor dürfen wegen der damit verbundenen Gefahren nicht außer Kontrolle geraten. Der Reaktor muß in einer Weise ausgelegt sein, die schwere Unfälle mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit ausschließt. Die Entwicklung der Kernenergie für friedliche Zwecke ist daher gekennzeichnet durch ein extremes *Sicherheitsdenken.* Grundlage dieser Sicherheitsphilosophie ist die systematische Analyse aller denkbaren, selbst äußerst unwahrscheinlichen Störfallabläufe des Betriebs von Kernenergieanlagen.

Möglichkeit von Versagensereignissen

Sicherheitsdenken

(3) Radioaktivität kann unter drei Umständen freigesetzt werden: im Normalbetrieb,indexNormalbetrieb bei Störfällen und bei Unfällen, allerdings im erheblich unterschiedlichen Ausmaß.

Normalbetrieb

(a) Im *Normalbetrieb*, dem bestimmungsgemäßen Betrieb (einschließlich

der Betriebsstörungen ohne Sicherheitsbedeutung), sind geringfügige Freisetzungen flüssiger und gasförmiger radioaktiver Stoffe vor allem bei der Reinigung der Kühlkreisläufe und bei der Belüftung des Sicherheitsbehälters nicht zu vermeiden und in definierter Menge gesetzlich zugelassen. Die bei Normalbetrieb entstehende mittlere Strahlenexposition in der Umgebung (3 km-Radius) unterschreitet im allgemeinen 1 % der natürlichen Strahlenexposition.

(b) *Störfälle* sind als Ereignisabläufe definiert, bei denen der Betrieb der Anlage aus sicherheitstechnischen Gründen nicht fortgesetzt werden kann, für die die Anlage jedoch so ausgelegt ist, daß die Folgen für die Umgebung bestimmte Grenzwerte nicht übersteigen. Die entsprechenden Grenzwerte der Strahlenexposition sind in der Strahlenschutzverordnung aufgeführt (siehe Kapitel 6.2.1.3).

Störfälle

(c) Jenseits der sicherheitsmäßigen Auslegung von Kernkraftwerken verbleibt ein Bereich denkbarer Ereignisabläufe, die als *Unfälle* bezeichnet werden. Hierunter werden Ereignisabläufe verstanden, die nach menschlichem Ermessen so unwahrscheinlich sind, daß gezielte Maßnahmen zur Verhinderung oder Begrenzung der Folgen üblicherweise nicht geplant sind. Bei Unfällen können die in der Strahlenschutzverordnung festgelegten Grenzwerte der Strahlenexposition überschritten werden. Resultierende Strahlenexpositionen von Personen werden durch die Bevölkerungsverteilung um das Kraftwerk, vorliegende Wetterbedingungen und eventuelle Notfallschutzmaßnahmen beeinflußt.

Unfälle

(4) Die *Sicherheit* eines Kernkraftwerkes wird im allgemeinen auf *vier Ebenen* verwirklicht:

- Auf der **ersten Ebene** liegt die *Qualitätssicherung*. Werkstoffe, Komponenten und Systeme müssen strengen Anforderungen bei Planung, Fertigung, Montage und Betrieb genügen. Die Erfüllung der Qualitätsanforderungen wird durch umfangreiche begleitende Kontrollen sowie über die gesamte Lebenszeit der Anlage durchgeführte wiederkehrende Prüfungen nachgewiesen.

Qualitätskontrollen

- Auf der **zweiten Ebene** liegen die *inhärenten Sicherheitseigenschaften* und die Wirksamkeit der Begrenzungseinrichtungen. Die Auslegung des Reaktorkerns und die Brennstoffeigenschaften schließen ein »Explodieren« nach dem physikalischen Wirkmechanismus einer Atombombe naturgesetzlich aus. Darüber hinaus haben die meisten Reaktortypen wenigstens in den normalen Betriebszuständen einen negativen Temperaturkoeffizienten, wodurch sich die Zahl der Spaltungen je Zeiteinheit mit steigender Temperatur verringert. Der Reaktor reguliert sich selbständig. Die zusätzlichen Begrenzungseinrichtungen sind so ausgelegt, daß bei einem Überschreiten von Grenzwerten der Reaktor wieder in einen sicheren Zustand gebracht wird.

inhärente Sicherheit

- Die *Sicherheitssysteme* haben ihren Platz auf der **dritten Ebene**. Störfallsituationen werden von einem zentralen Reaktorschutzsystem erfaßt. Es aktiviert die geeigneten Sicherheitseinrichtungen, die für eine Beherrschung des Störfalles sorgen.

Reaktorschutzsystem

Grenzwerte für Kernkraftwerke

Tabelle 6.5: Grenzwerte der Strahlenschutzverordnung für Kernkraftwerke (100 mrem = 1 Sv)

Bestimmungsgemäßer Betrieb	
30 mrem/a	Ganzkörperdosis durch radioaktive Ableitungen in den Vorfluter (Fluß)
30 mrem/a	Ganzkörperdosis durch radioaktive Ableitungen in die Atmosphäre
90 mrem/a	Schilddrüsendosis über Ernährungsketten
Störfälle	
5 rem	Ganzkörperdosis
15 rem	Schilddrüsendosis

Notfallschutz

— Vor einigen Jahren wurde eine **vierte Ebene** definiert, die Maßnahmen des sogenannten anlageninternen *Notfallschutzes* enthalten. Dabei handelt es sich um Maßnahmen, die zusätzlich zu den Sicherheitssystemen im Falle sehr seltener Ereignisse das Risiko weiter verringern sollen. Dabei werden auch Handmaßnahmen in Betracht gezogen. (In Kapitel 6.2.4.4 werden diese Maßnahmen genauer beschrieben.)

6.2.1.3 Erfordernisse des Strahlenschutzes

Schadensvorsorge

Strahlenschutzverordnung

Nach den Vorschriften des Atomgesetzes wird in einem umfangreichen, langwierigen und schwierigen atomrechtlichen Genehmigungsverfahren geprüft, ob für ein beantragtes Kernkraftwerk die nach Stand von Wissenschaft und Technik erforderliche Schadensvorsorge getroffen ist. Der vom Atomgesetz abgesteckte Sicherheitsrahmen wird durch verschiedene Verordnungen, deren wichtigste die Strahlenschutzverordnung ist, und sonstige Vorschriften, insbesondere Sicherheitskriterien und sicherheitstechnische Regeln, ausgefüllt. Die Strahlenschutzverordnung enthält insbesondere die in Tabelle 6.5 angegebenen Grenzwerte, welche an keiner Stelle in der Umgebung eines Kernkraftwerkes überschritten werden dürfen.

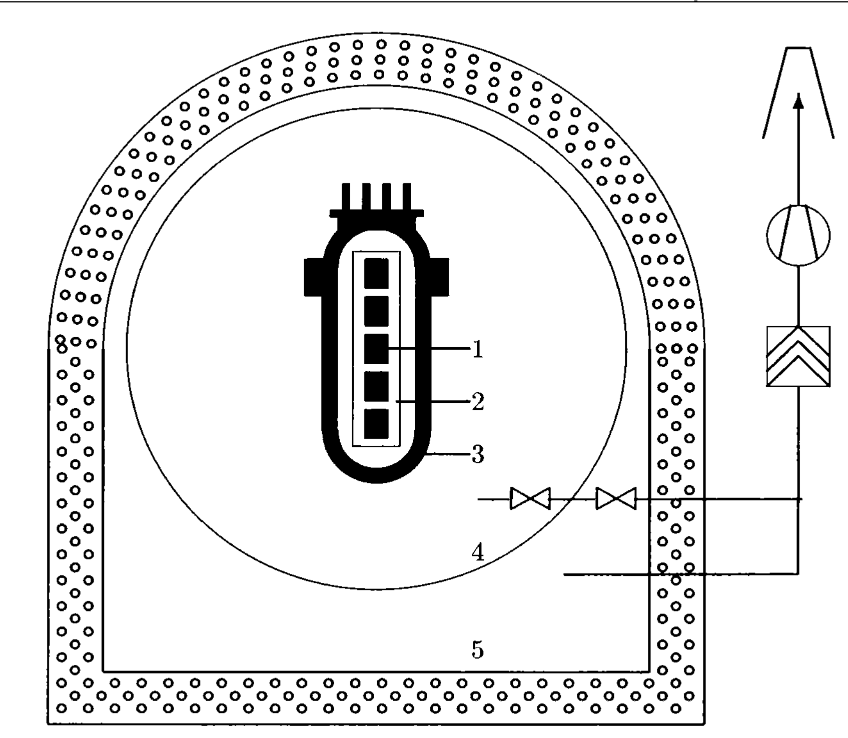
Darüber hinaus muß das allgemeine Strahlenschutzprinzip beachtet werden, jede Strahlenexposition, auch unterhalb der Grenzwerte, so gering wie möglich zu halten.

6.2.1.4 Die Sicherheitsbarrieren

Sicherheitsbarrieren

Radioaktive Stoffe können aus den Brennstoffen im Kern eines Reaktors nur in die Umwelt gelangen, wenn nacheinander wenigstens fünf Sicherheitsbarrieren durchbrochen werden (vgl. Abbildung 6.4):

1. Barriere: das Kristallgitter des Kernbrennstoffs, das den größten Teil der Spaltprodukte einschließt;
2. Barriere: den Kernbrennstoff umschließende und gasdicht verschweißte Metallrohre (Hüllrohre);
3. Barriere: die Umschließung des Kühlmittels (Reaktordruckbehälter und Rohrleitungssystem);
4. Barriere: der druckfeste (oft stählerne) Sicherheitsbehälter;
5. Barriere: die äußere Betonhülle.



1 Brennstoffmatrix, 2 Brennstoffhüllrohr, 3 Reaktordruckgefäß, 4 Sicherheitsbehälter 5 Stahlbetonhülle

Abbildung 6.4: Aktivitätsbarrieren beim Druckwasserreaktor.

Aktivitätsbarrieren Druckwasserreaktor

Darüber hinaus vermindert eine dicke Stahlbetonhülle um den eigentlichen Reaktor, der biologische Schild, die Direktstrahlung.

Die Sicherheitsmaßnahmen sind darauf ausgerichtet, die Integrität der Barrieren bei allen Betriebszuständen und bei Störfällen zu gewährleisten. Erst bei Versagen aller Barrieren sind schädliche Auswirkungen auf die Umwelt möglich.

Das Barrierenkonzept läßt sich – sehr vereinfacht – an dem Modell mehrerer ineinandergestellter Töpfe veranschaulichen (vgl. Abbildung 6.5). Wird die Wahrscheinlichkeit, daß ein einzelner Topf undicht wird, mit 1 zu 100 veranschlagt, so ergibt sich für sechs ineinandergesetzte Töpfe eine Wahrscheinlichkeit von 1 zu 1 Billion (1 zu 100^6). Mit einem Austritt der Flüssigkeit ist nur dann zu rechnen, wenn alle sechs Töpfe zugleich undicht werden. In der Realität sind nicht alle Barrieren voneinander unabhängig und besitzen ebenfalls nicht das gleiche Rückhaltepotential. Zu berücksichtigen ist ferner, daß Barrieren durch die Nachzerfallsleistung in ihrer Integrität gefährdet sind und daher entsprechend zu schützen sind.

Barrierenkonzept Topfmodell



Abbildung 6.5: »Topfmodell«.
Photo: SVA.

6.2.1.5 Redundanz, Diversität und räumliche Trennung

Sicherheitsanalysen

Bei der Planung von Kernkraftwerken wird in der Form von deterministischen Sicherheitsanalysen stets untersucht, ob die vorgesehenen technischen und organisatorischen Sicherheitsmaßnahmen den Sicherheits- und Strahlenschutzforderungen unter allen möglichen Bedingungen genügen. Im Mittelpunkt stehen dabei die Auslegungsstörfälle, das sind gedachte Störfälle, welche das Reaktorsystem belasten. Im Falle des Versagens von Betriebssystemen greift das Sicherheitssystem ein und sorgt für eine sichere Abschaltung des Reaktors und die langfristige Abfuhr der Nachzerfallsleistung. Dieses System muß dafür sorgen, daß Auslegungsstörfälle keine unzulässigen Strahlenexpositionen für Menschen in der Umgebung des Kernkraftwerkes verursachen. Im übrigen unterliegen die Sicherheitseinrichtungen selbst strengsten Anforderungen in bezug auf die Zuverlässigkeit. Dies wird erreicht durch eine Mehrzahl von parallel und unabhängig voneinander wirkenden Vorrichtungen, die jede für sich Störfälle oder deren Auswirkungen verhindern oder begrenzen können. Die Zuverlässigkeit wird im besonderen gesichert durch:

Redundanz

— *Redundanz*: Wichtige Einrichtungen der Sicherheitssysteme sind mehrfach vorhanden. Die Sicherheit ist auch dann gewährleistet, wenn z.B. ein Sicherheitssystem ausfällt und ein anderes Sicherheitssystem in Reparatur ist.

Diversität

— *Diversität*: Wichtige Einrichtungen der Sicherheitssysteme werden physi-

kalisch oder technisch verschiedenartig ausgelegt. Damit wird die Gefahr durch gemeinsam verursachte Ausfälle (GVA, auch *common cause failure* genannt) wesentlich verringert.

- *Räumliche Trennung*: Wichtige Einrichtungen der Sicherheitssysteme werden räumlich voneinander getrennt. Dies ist z.B. für die Folgen eines Flugzeugabsturzes von Bedeutung.

räumliche Trennung

Die Sicherheitssysteme werden sorgfältig geprüft und gewartet, um eine hohe Zuverlässigkeit im Anforderungsfall zu gewährleisten.

6.2.2 Wichtige Reaktorsicherheitssysteme

Die Sicherheit eines Reaktors wird vornehmlich durch fünf Systeme gewährleistet:

(1) Ein Schnellabschaltsystem sorgt dafür, daß sich ein Reaktor, bevor sein Betriebszustand gefährlich wird, automatisch abgeschaltet wird. Dieses System funktioniert unabhängig von den übrigen Meß-, Steuer- und Regelanlagen. Gegen ein etwaiges Versagen ist das Reaktorschutzsystem, in dessen Rahmen die Schnellabschaltung gegebenenfalls ausgelöst wird, mehrfach dadurch gesichert, daß es sich ständig selbst auf Fehler prüft. Es ist zudem nach dem »Fail-safe-Prinzip« aufgebaut: Eine Störung im Reaktorschutzsystem wird sofort festgestellt und hat im allgemeinen ein Abschalten des Reaktors zur Folge.

Schnellabschaltsystem

(2) Die Not- und Nachkühlsysteme haben die Aufgabe, bei allen Störfällen, bei denen im Reaktor ein Wasserverlust entsteht, den Reaktordruckbehälter auzufüllen, dadurch den Kern bedeckt zu halten und außerdem langfristig die Nachwärme abzuführen. Diese Nachwärme erreicht kurz nach dem Abschalten einige Prozent der Gesamtleistung des Kerns und fällt nach einigen Stunden auf ca. 1 % ab.

Nachwärmeabfuhr

Bei einem KWU-Druckwasserreaktor mit vier Kreisläufen besitzt jedes der vier unabhängigen Systeme (vgl. Abbildung 6.6):
1 Hochdruckpumpe (Sicherheitseinspeisepumpe, HD-Pumpe),
2 Druckspeicher (je eine Einspeisung in die kalte und heiße Leitung),
1 Nachkühlpumpe (ND-Pumpe),
1 Notstromdiesel,
1 Zwischenkühl- und 1 Nebenkühlkreis,
1 Flutbehälter.

Die Hochdruckpumpen können unterhalb eines Druckes von 110 bar in den Kreisläufen einspeisen und dienen im wesentlichen der Störfallbeherrschung bei kleinen Lecks. Diese Pumpe speist nur in den heißen Strang ein und verhindert damit, daß die äußere Reaktorwandung durch kaltes Wasser belastet wird (Thermoschock). Die Druckspeicher speisen selbsttätig bei einem Druck von unterhalb 26 bar ein. Die Sicherheitsspeisepumpe und die Nachkühlpumpe saugen anfänglich Wasser aus dem Flutbehälter an. Nachdem dieser entleert ist, erfolgt eine Umschaltung auf den Gebäudesumpf, in dem sich inzwischen ausreichend Wasser angesammelt hat.

Bei KWU-Siedewasserreaktoren mit internen Axialpumpen hat der Wegfall großer Rohrleitungen unterhalb der Kernoberkante eine wesentliche Verbesserung der Kühlfähigkeit des Kerns gebracht. Das Not- und Nachkühlsystem

Notkühlsystem Druckwasserreaktor

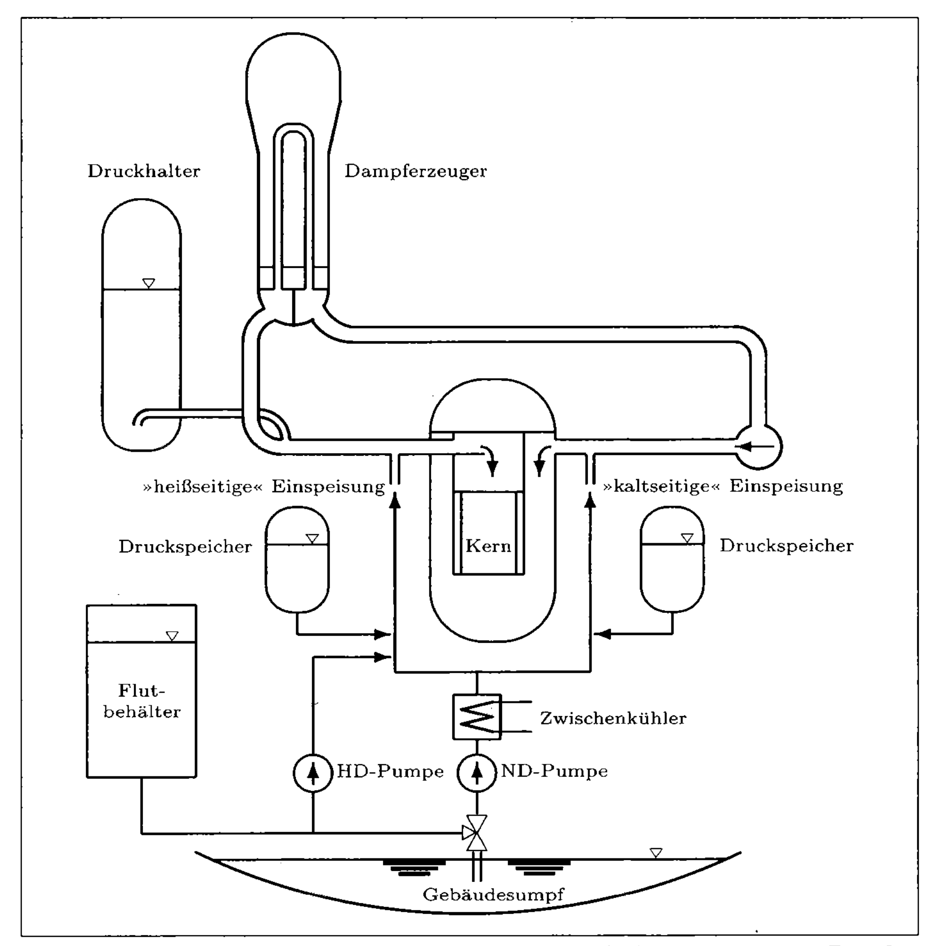


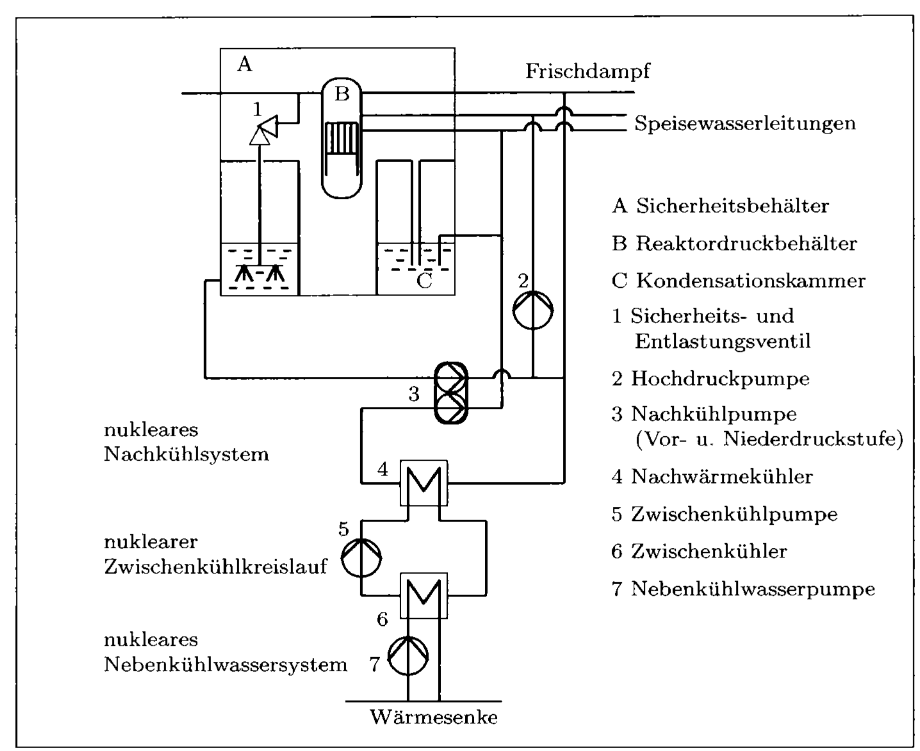
Abbildung 6.6: Vereinfachte Darstellung des Notkühlsystems eines Druckwasserreaktors (nur eines der vier Systeme gezeichnet).

(vgl. Abbildung 6.7) besteht aus drei separaten Teilsystemen mit je
1 Hochdruckpumpe,
1 Niederdruckpumpe,
1 Notstromdiesel.

Außerdem ist eine automatische Druckentlastung, die den Dampf in die Kondensationskammer einbläst, vorhanden. Die Pumpen saugen aus der Kondensationskammer an. Zusätzlich sind ein Zwischen- und Nebenkühlkreis zur Wärmeabfuhr vorhanden.

(3) Die Sicherheitsumhüllungen sorgen dafür, daß etwa freigesetzte Radioaktivität nicht nach außen dringen kann, und schützen gegen radioaktive Strahlen. Diesem Zweck dienen neben den Hüllen der Brennelemente und dem Reaktordruckgefäß eine Sicherheitshülle aus Stahl oder vorgespanntem Beton – der druckfeste und gasdichte äußere Sicherheitsbehälter – sowie Durchdringungsabschlußsysteme, die die durch diese Hüllen führenden Leitungen absperren. Der Sicherheitsbehälter ist die äußerste druckfeste Sicherheits-

Sicherheitsbehälter



Nachwärmeabfuhr Siedewasserreaktor

Abbildung 6.7: Vereinfachte Darstellung der Nachwärmeabfuhrsysteme eines Siedewasserreaktors (nur 1 von 3 Systemen gezeichnet).

umhüllung. Er ist so ausgelegt, daß er dem Druck und der Temperatur widerstehen kann, die bei einem Rohrleitungsbruch im Kühlmittelkreislauf durch das Ausströmen großer Kühlmittelmengen im Inneren des Sicherheitsbehälters entstehen. Ebenso wie der gesamte Primärkreislauf wird der Sicherheitsbehälter regelmäßig geprüft. Bei Störfällen wird der Sicherheitsbehälter unverzüglich geschlossen (Isolationsabschluß).

(4) Das Notstromsystem sorgt dafür, daß bei totalem Ausfall der normalen Stromversorgung der Reaktor sicher abgefahren und nachgekühlt werden kann.

Notstromsystem

(5) Reinigungs- und Filteranlagen sorgen dafür, daß radioaktive Stoffe von einem Austritt in das Wasser oder die Atmosphäre zurückgehalten werden. In diese Anlagen sind Verzögerungsstrecken eingebaut, die Spaltprodukte, welche nicht durch Filter zurückgehalten werden können, insbesondere Edelgase, so lange zurückhalten, bis die Aktivität hinreichend abgeklungen ist. Die radioaktiven Abwässer werden in einer Verdampfungsphase gereinigt oder mit zurückströmendem Kühlwasser gemischt.

Reinigungs- und Filteranlagen

Die vorstehend beschriebenen Systeme werden bei Störfällen automatisch gestartet, wenn ihr Einsatz zur Beherrschung des Störfalls notwendig ist. Die Steuerung dieser Systeme besteht aus drei Teilen:

Steuerung der Sicherheitssysteme

— der Instrumentierung, die die Störfälle erkennt;

— der Logik, die die von der Instrumentierung gegebenen Signale verarbeitet, und
— der Betätigung, die die Sicherheitsmaßnahmen auslöst.

6.2.3 Störfälle

Kernreaktoren sind gegen Einwirkungen von außen und gegen innerbetriebliche Störungen ausgelegt. Das antragstellende Unternehmen muß diese in einem Sicherheitsbericht behandeln. Die Aussagen werden von unabhängigen Gutachtern überprüft. Nach intensiver Diskussion hat die Bundesregierung die Störfallverordnung im Jahr 1984 verabschiedet. In dieser sind eine Reihe von Störungen aufgeführt, bei deren Auftreten die zulässige Strahlenbelastung in der Umgebung der Anlage nicht überschritten werden darf.

Störfallverordnung

Die Auflistung von Störfällen bedeutet nicht, daß diese häufig auftreten werden. Dieser Auflistung liegt der Gedanke zugrunde, daß sie für die Auslegung von Systemen »abdeckend« wirksam sind, d.h. auch andere Störfälle durch die getroffenen Maßnahmen beherrscht werden.

Die verbleibenden Möglichkeiten ernsthafter Störungen, insbesondere solcher, die mit einer Freisetzung gefährlicher Anteile des Spaltproduktinventars verbunden sind, stellen nach allen bisher bekannten Tatsachen ein sehr geringes »Restrisiko« dar. Diese manchmal mit hypothetisch bezeichneten Unfälle sind zwar physikalisch nicht absolut auszuschließen, also theoretisch denkbar, wenn man annimmt, daß eine größere Zahl von Sicherheitseinrichtungen gleichzeitig oder nacheinander ausfällt. Ihr Auftreten ist extrem unwahrscheinlich. Da ihre Eintrittswahrscheinlichkeit so außerordentlich gering ist, daß eine umfassende Auslegung gegen diese Unfälle weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll wäre, wird der Nachweis ihrer Beherrschung nicht verlangt. Hingegen werden diese Unfälle trotz ihrer geringen Eintrittswahrscheinlichkeit selektiv und in der Regel abdeckend in Risikostudien untersucht. Festgestellte Schwachstellen des Reaktorsystems oder auch z.B. fehlendes Training des Reaktorpersonals für bestimmte Störfallabläufe werden dann vom Betreiber der Anlage bei einer geeigneten Gelegenheit verbessert. Bei der Festsetzung des Termins zur Verbesserung sollte man berücksichtigen, daß derartige Unfälle eine sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit haben, so daß in der Regel ausreichend Zeit bis zur Verbesserung vorhanden ist.

Restrisiko

6.2.3.1 Für die Auslegung zu berücksichtigende Störfälle

Die von der Bundesregierung festgelegte Liste von Störfällen, die der Auslegung zugrunde zu legen sind, gliedert sich für DWR in die folgenden Gruppen auf:

Auslegungsstörfälle

— Kühlmittelverlust aus dem Primärkreis innerhalb des Sicherheitsbehälters;
— Primärkühlmittelverlust außerhalb des Sicherheitsbehälters im Ringraum;
— Schäden an Dampferzeugerheizrohren;

- Kühlmittelverlust aus dem Sekundärkreislauf;
- Reaktivitätsstörfälle und Störungen in der Leistungsverteilung im Reaktorkern;
- Störungen in Hilfs- und Nebenanlagen mit radiologischen Auswirkungen;
- Störungen und Störfälle bei der Brennelement-Handhabung und -Lagerung;
- Ausfall der Eigenbedarfsversorgung;
- Leckagen im Not- und Nachkühlsystem;
- anlageninterne Überflutung;
- anlageninterne Brände und Explosionen;
- Versagen von Großkomponenten;
- Erdbeben;
- Hochwasser, Blitzschlag, Wind, Eis und Schnee, äußere Brände und andere standortabhängig zu unterstellende Einwirkungen von außen.

6.2.3.2 Einwirkungen von außen

Kernkraftwerke sind nicht nur gegen interne Störungen, sondern auch gegen äußere Einflüsse geschützt: Unwetter (Sturm, Blitzschlag), Erdbeben, Flugzeugabsturz, Explosionsdruckwellen, Hochwasser, Einwirkungen Dritter usw. Die Sicherheitsmaßnahmen sind bautechnischer und administrativ-organisatorischer Art. Sie bestimmen Gebäudeform, Gebäudekonstruktion und Wanddicken sowie Organisation und Stärke des Sicherungspersonals. Die wirksamste Maßnahme ist z.B. bei Druckwasserreaktoren die ca. 2 m dicke äußere Stahlbetonhülle, die einen umfassenden Schutz des nuklearen Bereiches vor äußeren Einflüssen bietet.

Einwirkungen von außen

Bei den Genehmigungsverfahren für Kernenergieanlagen sind vornehmlich vier Einwirkungen von außen besonders intensiv zu untersuchen: Erdbeben, Überflutungen, chemische Explosionen und Flugzeugabstürze.

Schutz gegen Erdbeben:
Kernenergieanlagen müssen hinsichtlich der Sicherheit der Bauten und Anlagenteile entsprechend den gutachtlich ermittelten, denkbaren größten *Erdbebenstärken* an dem betreffenden Standort ausgelegt werden. Es muß sichergestellt sein, daß die sicherheitstechnisch wichtigen Anlagen auch bei einem Erdbeben dieser Stärke in Funktion bleiben. Diese Funktion muß auch bei mehrfach auftretenden Erdbeben der jemals am Ort registrierten Erdbebenstärke gegeben sein. Bei der Auslegung von Kernkraftwerken im Oberrheingebiet spielt ein 1356 in Basel registriertes Erdbeben eine besondere Rolle, das eine Magnitude M von $6,5^{\circ}$ nach der Richter-Skala erreichte. Diese für mitteleuropäische Verhältnisse extreme Erdbebenstärke wird bei der Bewertung der Erdbebensicherheit von Kernkraftwerken in diesem Gebiet berücksichtigt.

Erdbebensicherheit

Schutz gegen Überflutungen:

Hochwasserschutz

Kernkraftwerke sind so zu konzipieren, daß sie bei öfter zu erwartenden *Hochwasserständen* weiterbetrieben werden können. Bei Gefahr höherer Wasserstände wird die Anlage abgefahren. Sicherheitstechnisch wichtige Anlagenteile werden so geschützt, daß sie auch beim höchsten möglichen Wasserstand, z.B. selbst bei Bruch einer Staustufe, weiter funktionieren. Die Maßnahmen werden auch für solche Anlagen vorgenommen, die nicht an schiffbaren Wasserläufen liegen. Durch eine Auslegung, die sich auf eine Untersuchung der Geologie des Baugrunds und der Grundwasserverhältnisse stützt, wird nach dem Stand von Wissenschaft und Technik auch eine Gefährdung durch Grundwasser ausgeschlossen.

Schutz gegen Explosionen:

Schutz gegen Explosionen

Kernenergieanlagen sind so auszulegen, daß sie Druckwellen aushalten können, die durch etwaige *chemische Explosionen* in der Umgebung ausgelöst werden. Bei den Auseinandersetzungen über die Sicherheitskriterien der Kernkraftwerke hat lange Zeit der »Fliegende Holländer« eine Rolle gespielt: ein Flüssiggas-Transporter, der just in der Höhe des an einem Flusse gelegenen Kernkraftwerks infolge eines Unfalls seinen Inhalt in Form einer Gaswolke freisetzt, die sich über das Kernkraftwerk verlagert und explodiert. Die vorgeschriebene Auslegung der Kernkraftwerke schützt gegen eine solche Explosion. Was geschehen könnte, wenn eine solche Explosion auf andere Anlagen, z.B. Industrieanlagen oder Wohngebiete, einwirkte, liegt außerhalb des Diskussionsrahmens für die Kernenergiesicherheit.

Schutz gegen Flugzeugabstürze:

Flugzeugabsturz

Auch der unwahrscheinliche Fall des *Absturzes eines Flugzeuges* auf die Reaktoranlage wird in die Sicherheitsüberlegungen einbezogen. Dabei ist zu berücksichtigen, daß nicht schon das Durchschlagen des Sicherheitsbehälters zu schwerwiegenden Folgen führt, sondern erst ein Durchschlagen der inneren Abschirmung der Primärdruck führenden Komponenten. Gleichwohl wird in modernen Kernkraftwerken die Betonkonstruktion um den Sicherheitsbehälter, die auch der Strahlenabschirmung bei Stör- und Unfällen dient, so bemessen, daß sie dem senkrechten Aufprall eines Flugzeuges mit hoher Aufprallenergie widerstehen kann. Diese Betonkonstruktion hat bei Berücksichtigung heutiger Verhältnisse Wandstärken von ca. 2 m. Die durch den Flugzeugabsturz hervorgerufenen Erschütterungen werden bei der maschinentechnischen Auslegung berücksichtigt. Bezogen auf eine sicherheitstechnisch relevante Kraftwerksfläche von 10 000 m^2 wurden für das Bundesgebiet die folgenden Absturzhäufigkeiten pro Jahr errechnet:

- Zivilflugzeuge auf Flugverkehrsstrecken (mit einem Startgewicht über 200 kN [1 kN = 1 000 Newton = 1 000 mkg/sec^2]): 2×10^{-11}, d.h. einmal in 50 Mrd. Jahren;
- Zivilflugzeuge im freien Flugverkehr (mit einem Startgewicht unter 200 kN): $0,9 \times 10^{-6}$;
- schnell fliegende Militärflugzeuge: 10^{-6}.

Die Wahrscheinlichkeiten für ein schwerwiegend folgenreiches Durchschlagen des Sicherheitsbehälters liegen noch deutlich darunter.

Schutz gegen Unwetter:
Gegen Unwetter (Sturm und Blitzschlag) werden die Kernenergieanlagen entsprechend den geltenden Vorschriften ausgelegt.

Die durch Sabotagen oder durch kriegerische Auseinandersetzungen ausgelösten Sicherheitsprobleme werden an anderer Stelle behandelt.

6.2.3.3 Ausgewählte Störfallabläufe

Um einen ersten Eindruck von dem Verhalten des Systems und der Sicherheitssysteme zu vermitteln, werden im folgenden einige ausgewählte Störfälle beschrieben.

Ausfall der Hauptwärmesenke:
Es wird immer wieder vorkommen, daß die Wärmeabgabe unterbrochen wird, z.B. dann, wenn die Turbine durch eine Störung abgeschaltet wird, der Kondensator ausfällt oder wenn die in den Dampfleitungen befindlichen Ventile schließen. Da trotz einer Schnellabschaltung der Reaktorkern aber noch »Nachwärme« produziert, wird das System mit Änderungen im Druck und in der Temperatur reagieren. Da bei diesem Störfall der Wegfall der elektrischen Energie nicht auszuschließen ist, wird – konservativ betrachtet – auch der Kerndurchsatz zurückgehen.

Abbildung 6.8 zeigt für diesen Störfall (»Ausfall der Hauptwärmesenke«) bei einem Druckwasserreaktor einige wichtige Verläufe. Der Dampfdurchsatz verändert sich innerhalb von wenigen Sekunden von 100 auf 0 %. Es erfolgt eine Schnellabschaltung, und die Leistung verringert sich, wie im oberen Teil von Abbildung 6.8 gezeigt. Da die Wärmeabfuhr unterbrochen ist, steigt der Druck auf der Sekundärseite des Dampferzeugers an, aber ebenso im Primärkreis (vgl. unterer Teil von Abbildung 6.8). Nach Erreichen des Ansprechdrucks der Entlastungsventile wird Dampf abgegeben. Dies ist mit einer Druckreduzierung verbunden. In weniger als 100 Sekunden sind die größeren Störungen des Systems vorüber.

Nachwärmeabfuhr

Bruch der Hauptkühlmittelleitung:
Anfänglich wurden bei Betrachtungen zur Reaktorsicherheit postuliert, daß als Grenzfall der Abriß der Hauptkühlmittelleitung zugrunde zu legen ist. Dieser Störfall wurde früher auch mit GAU (größter annehmbarer Unfall) bezeichnet. Als sich Ende der 60er Jahre die Aufmerksamkeit auf die Wirksamkeit der Notkühlsysteme richtete, wurden weltweit experimentelle und analytische Forschungsarbeiten begonnen, um die physikalischen Phänomene und das Systemverhalten zu studieren.

Anfang der 70er Jahre wurden weltweit Grenzwerte gefordert, die bei Auslegungsstörfällen, wozu auch der große Bruch der Hauptkühlmittelleitung gehört, nicht überschritten werden dürfen. Dies sind eine maximale

Bruch der Hauptkühlmittelleitung

Ausfall der Hauptwärmesenke Druckwasserreaktor

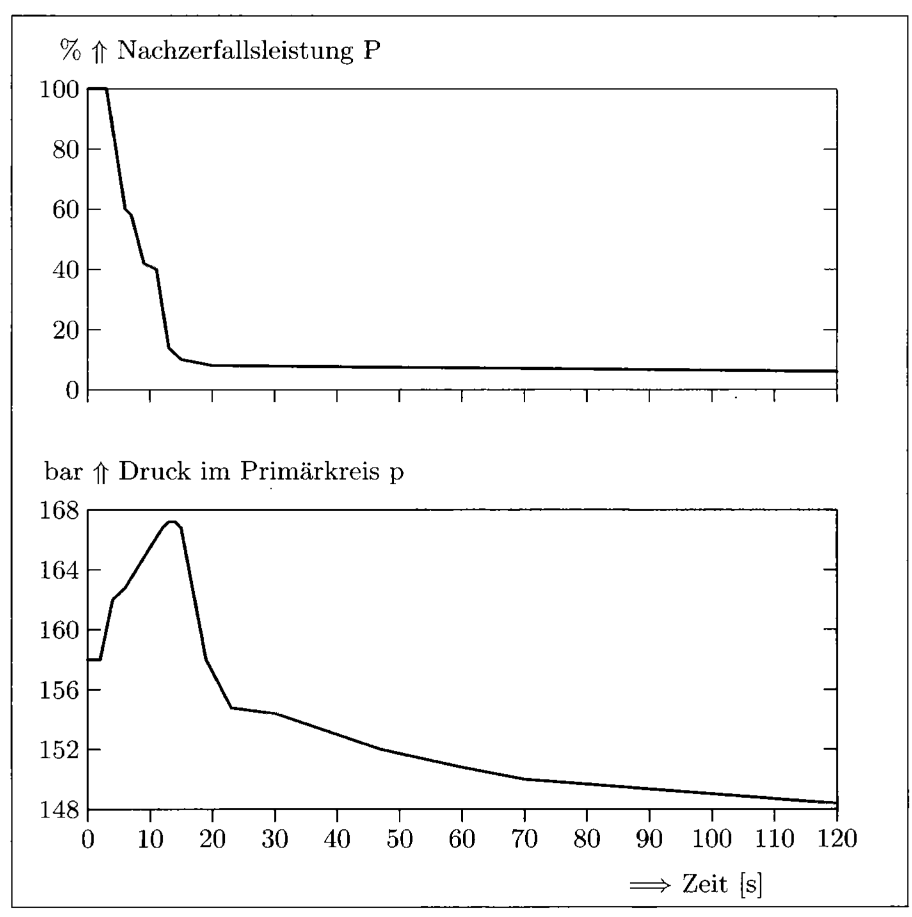


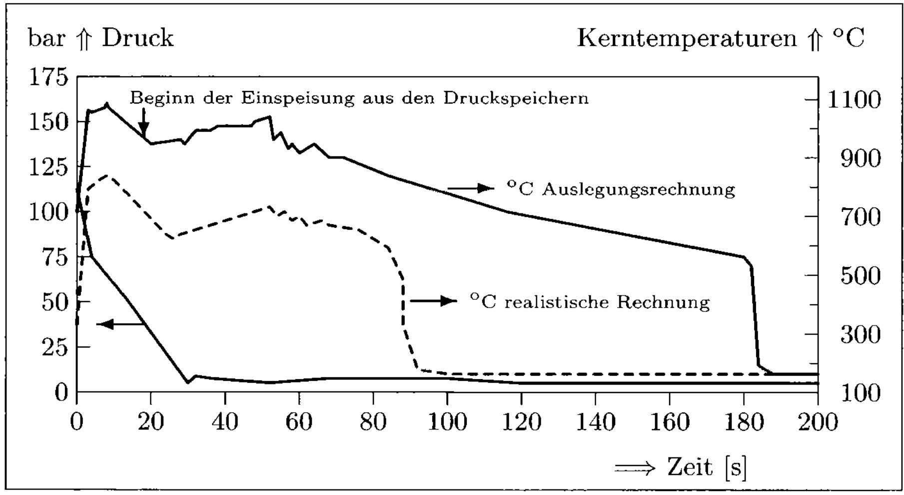
Abbildung 6.8: Kernkraftwerk mit Druckwasserreaktor: Verläufe von Nachzerfallsleistung und Primärkreisdruck nach Ausfall der Hauptwärmsenke bei Vollast.

Hüllrohrtemperatur von 1 200 °C und eine maximale Hüllrohroxydation von 17 % der Wandstärke eines Brennstabs. Höchstens 1 % des im Reaktor vorhandenen Zirkaloys darf mit Wasserdampf reagieren, und außerdem müssen der Kern und seine Elemente jederzeit kühlbar sein.

Wasserverlust im Primärkreis

Durch Fortschritte in der Materialtechnik einschließlich der genauen Auslegung und erweiterten Inspektion ist ein großer Bruch hinreichend unwahrscheinlich geworden. Trotzdem wird dieser Auslegungsbruch wegen seiner übergeordneten Bedeutung für die Auslegung beibehalten. Der Bruch einer Leitung und die damit zusammenhängende Ausströmung von Kühlmittel bewirken einen Wasserverlust im Primärkreis, aber auch einen Druckaufbau im Containment. Das Maximum des Drucks wird nach ca. 50 Sekunden erreicht. Danach fällt der Druck aufgrund der Kondensation des Dampfes an den Wänden wieder ab.

Parameterstudien und experimentelle Ergebnisse haben gezeigt, daß ein Bruch der Leitung zwischen Dampferzeuger und Reaktordruckbehälter (der sogenannte kalte Strang) zu den höchsten Belastungen führt. In Abbildung 6.9 sind die wichtigsten Parameter dargestellt. Der Kerndurchsatz kehrt sich innerhalb von 100 Millisekunden um und führt zum Überschreiten der kritischen Heizflächenbelastung. Wie in Abbildung 6.9 dargestellt, steigen die Brennstabtemperaturen steil an, sinken durch den Einfluß der auslaufenden Pumpen wieder etwas ab und steigen dann infolge schlechter Wärmeübergänge wieder an, bis die Brennstäbe durch das eingespeiste Notkühlwasser abgekühlt werden (»quenchen«). Abbildung 6.9 zeigt auch die erwartete realistische Temperaturkurve. Diese Kurve demonstriert, wie konservativ im Genehmigungsverfahren gerechnet wird.



Druckwasserreaktor Bruch der Hauptkühlmittelleitung

Abbildung 6.9: Verläufe von Druck und Temperaturen (höchstbelasteter Stab) bei einem doppelendigen Bruch der Hauptkühlmittelleitung eines DWR.

Kleines Leck in der Hauptkühlmittelleitung:

kleine Lecks

Kleine Lecks in Form von Abrissen von Anschlußleitungen (z.B. Armaturenleitungen), unterkritischen Rissen, Versagen von Pumpenlagern etc. haben eine größere Eintrittswahrscheinlichkeit als der vorher beschriebene große Bruch. Rechnungen im Rahmen von Genehmigungsverfahren, Risikostudien und Experimente haben gezeigt, daß zur Beherrschung dieser Störfälle mehr Komponenten und Systeme benötigt werden als für große Brüche. Während beim großen Bruch der Systemdruck sehr schnell sinkt und damit die Einspeisung des Notkühlwassers aus den Druckspeichern (bei DWR) ermöglicht wird, bleibt bei kleinen Lecks der Systemdruck relativ hoch. Dies hat zum einen die Folge, daß auch bei kleinen Lecks noch beträchtliche Massenströme aus dem System ausfließen, aber auch, daß Hochdruck-Einspeisesysteme

entsprechend der Förderkennlinie nur relativ geringe Massenströme einspeisen können. Um zu einer kleineren Leckausströmung sowie einem größeren Einspeisemassenstrom zu kommen und um mehr Systeme (Niederdruck-Einspeisesysteme mit relativ hohen Fördermengen) einsetzen zu können, wird in DWR und SWR der Systemdruck abgesenkt. Dies wird beim Sie-

Druckwasserreaktor Leck in Hauptkühlmittelleitung

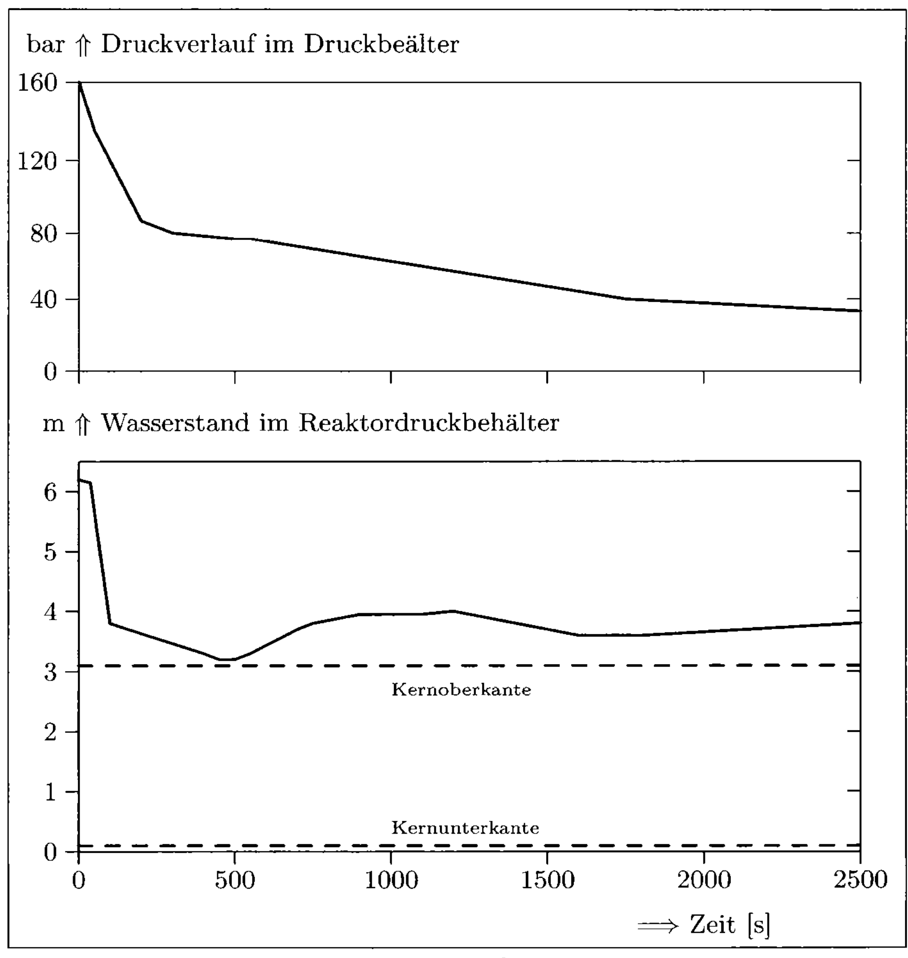


Abbildung 6.10: Verläufe bei einem 70 cm^2 Leck in der Hauptkühlmittelleitung eines DWR (Einspeisung von 2 der 4 HD Systeme).

dewasserreaktor durch Öffnen von Entlastungsventilen und Einblasen des Dampfes in den Kondensationspool und beim Druckwasserreaktor durch ein geregeltes Abkühlen der Sekundärseite der Dampferzeuger mit einem Temperaturgradienten von 100 K/h erreicht.

Abbildung 6.10 gibt beispielhaft für den Druckwasserreaktor die Verläufe (Druck, Wasserstand) bei einem 70 cm^2 Leck in der Hauptkühlmittelleitung wieder. Der Kern wird zu keinem Zeitpunkt freigelegt.

6.2.3.4 Sicherheitsrelevante Vorkommnisse, frühe Unfälle, ausgewählte Störfälle und nichtnukleare Störfälle in Kernkraftanlagen

(1) Die wachsende Zahl von Kernkraftwerken, die bereits vorliegenden Betriebserfahrungen sowie die ständig steigenden Anforderungen an die Sicherheit der Anlagen führten zu der Erkenntnis, daß eine systematische Erfassung, Auswertung und Dokumentation besonderer Vorkommnisse in Kernkraftwerken zweckmäßig ist. Aus diesem Grund wurde 1975 im Einvernehmen zwischen den Aufsichtsbehörden der Länder und dem Bundesinnenminister ein bundeseinheitliches Meldesystem für besondere Vorkommnisse eingeführt. Zweck des Meldesystems ist es, alle Vorkommnisse, die eine sicherheitstechnische Bedeutung haben könnten, zu erfassen und einer Auswertung zugänglich zu machen. Die daraus gewonnenen Erfahrungen erlauben es, etwaige Mängel an der betroffenen Anlage zu erkennen, dem Auftreten von ähnlichen Fehlern an anderen Anlagen vorzubeugen und die gewonnenen Erkenntnisse in die Auslegung für neue Kernkraftwerke einfließen zu lassen.

besondere Vorkommnisse

Meldesystem für besondere Vorkommnisse

Die gemeldeten Vorkommnisse werden von den jeweils zuständigen Stellen (Betreiber, Behörden und Gutachter) bearbeitet und ausgewertet. Die zentrale Erfassung und Auswertung geschieht im Auftrag des Bundesinnenministers durch die GRS auf der Grundlage dieser zentralen Erfassung veröffentlicht das Bundesministerium des Innern seit 1975 jährlich eine Übersicht über besondere Vorkommnisse in Kernkraftwerken der Bundesrepublik Deutschland. In den vergangenen Jahren sind etwa 150 bis 203 besondere Vorkommnisse pro Jahr gemeldet worden.

Bezüglich der aus den Vorkommnissen gezogenen Konsequenzen ergibt sich das folgende Bild. Mehr als die Hälfte der Vorkommnisse haben keine besonderen Maßnahmen oder Konsequenzen nach sich gezogen (1984 waren dies 55 % der Vorkommnisse). Es handelt sich dabei überwiegend um Komponenten- und Bauteilausfälle, die auf normalen Verschleiß zurückzuführen sind und durch Reparatur bzw. Austausch behoben werden. Die Bedeutung dieser Vorkommnisse ist gering. Sie werden aber trotzdem durch das Meldesystem erfaßt, da die Meldekriterien bewußt weiter gefaßt sind, um sicherzustellen, daß alle sicherheitstechnisch relevanten Vorkommnisse zur Meldung gelangen.

Bei nicht ganz der Hälfte der Vorkommnisse (1984: 45 %) wurden aufgrund der durchgeführten Untersuchungen Ertüchtigungen durchgeführt, d.h., über die eigentliche Behebung des Vorkommnisses hinaus wurden zusätzliche Maßnahmen ergriffen. Unter Ertüchtigungen sind dabei nicht nur technische Änderungen, sondern auch Änderungen in der Administration oder im Organisationsablauf zu verstehen.

Kernkraftwerksertüchtigungen

Der Umfang einer Ertüchtigung hängt sehr stark vom jeweiligen Vorkommnis ab. Im allgemeinen beschränken sich die zusätzlichen Maßnahmen darauf, die Ursache für das Vorkommnis abzustellen. Werden z.B. bei einem Vorkommnis Konstruktions- oder Auslegungsmängel an Komponenten

oder Systemen erkannt, so ist man bemüht, durch entsprechende technische Änderungen ein nochmaliges Auftreten zu vermeiden. Deutet ein Vorkommnis auf Schwächen im Arbeitsablauf bzw. in der Organisation hin, werden in diesem Bereich Verbesserungen vorgenommen. Die Ertüchtigungen beschränken sich dabei nicht ausschließlich auf die jeweils betroffenen Anlagen, sondern werden auch in anderen Anlagen durchgeführt, sofern sie auf diese übertragbar sind.

Eine Bewertung der bisher aufgetretenen besonderen Vorkommnisse und Schadensfälle ergibt, daß bisher kein Vorkommnis aufgetreten ist, aufgrund dessen an der Sicherheit von Kernreaktoren gezweifelt werden müßte. Die aufgetretenen Vorkommnisse bewirkten, daß die betreffenden und vergleichbaren Anlagen weiter verbessert wurden, und lieferten gleichzeitig einen praktischen Nachweis, daß die technischen und organisatorischen Sicherheitsmaßnahmen sowie die strengen Genehmigungs- und Aufsichtsverfahren es ermöglichen, Kernkraftwerke ohne Gefährdung der Öffentlichkeit zu betreiben.

keine Gefährdung der Öffentlichkeit

(2) In der Geschichte der Kernenergieentwicklung haben insbesondere drei frühe Unfälle in Versuchsanlagen Aufsehen erregt.

Windscale

(a) Am 8. Oktober 1957 führte eine Überhitzung des 1950 in Betrieb genommenen Reaktors in *Windscale*/Großbritannien zum Austritt von Jod-131 in die Atmosphäre. Dadurch wurde eine Radioaktivität von 20 000 Curie [740×10^{12} Bq] frei. 3 Mio. l Milch waren verdorben. Personen kamen aber nicht zu Schaden. Der betroffene Reaktor diente zur Erzeugung von Plutonium für militärische Zwecke. Er hatte einen offenen Kreislauf. Die im Reaktor anfallende Wärme wurde direkt an die Atmosphäre abgegeben. Der Unfall entstand durch eine Überhitzung des Graphits, die zu einem Brand und zu einer Beschädigung von Brennelementhüllen führte. Die Strahlenbelastung der Umgebung lag unter den Werten gemäß den Richtlinien der ICRP (International Commission on Radiological Protection).

Vinca/Jugoslawien

(b) Im Jahr 1958 führte ein kritisches Experiment in einer *Versuchseinrichtung in Vinca*/Jugoslawien zum Strahlenaustritt. Da die Sicherheitsabschaltung stillgelegt war und der Schwerwasserzufluß nicht kontrolliert wurde, wurde das kritische Niveau überschritten. Acht im Laboratorium beschäftigte Personen erlitten Strahlenschäden, in einem Fall mit tödlichem Ausgang. Dieser Unfall ist auf grob fahrlässiges Verhalten zurückzuführen. Die Sicherheitsvorschriften waren unzureichend. Sie wurden zudem nicht beachtet.

Reaktor SL-1

(c) Am 3. Januar 1961 kam es bei Überholungsarbeiten zu einem Strahlenaustritt in dem für die amerikanische Armee betriebenen *Reaktor SL-1* in Idaho/USA. Es handelte sich um einen transportablen Reaktor mit einer elektrischen Leistung von 300 kW, der keineswegs den damals angewandten Sicherheitsstandards für die ersten zivilen Kernkraftwerke entsprach. Das Containment bestand aus einem undichten Wellblechgehäuse. Unfallursache war unsachgemäßes Arbeiten. Die drei mit diesen Arbeiten beauftragten Soldaten sind diesem Unfall zum Opfer gefallen. Dabei wirkte sich gefähr-

dend aus, daß sämtliche Meß- und Sicherheitseinrichtungen des Reaktors ausgeschaltet waren. Die Reaktorwarte war nicht besetzt.

Alle drei zitierten Unfälle sind in Versuchsanlagen aufgetreten, an die wesentlich geringere Sicherheitsanforderungen gestellt wurden, als dies bei Kernkraftwerken der Fall ist.

(3) Im folgenden werden einige in der Bundesrepublik Deutschland und im Ausland aufgetretene Störfälle exemplarisch beschrieben. Diese Auflistung soll aber zugleich zeigen, daß Medien die Vorkommnisse zeitweise ungebührlich aufbauschten.

(a) Lingen/Bundesrepublik Deutschland, 1. August 1969. Bei einer Betriebsstörung im *Kernkraftwerk Lingen* trat während acht Stunden radioaktives Abwasser in das zur Ems abgeführte Kühlwasser. Die radioaktive Konzentration des Emswassers erreichte aber nicht entfernt die in der ersten Strahlenschutzverordnung bestimmten Höchstwerte, so daß für die Wassernutzer zu keiner Zeit eine Gefahr bestand.

KKW Lingen

(b) Würgassen/Bundesrepublik Deutschland, 2. April 1972 und 25. Februar 1973: Beim *Kernkraftwerk Würgassen* traten zwei wesentliche Störfälle auf. Während der planmäßigen Inbetriebnahme öffnete sich unbeabsichtigt am 12. April 1972 ein Entlastungsventil, so daß Dampf aus dem Reaktordruckgefäß ausströmte und sich in der Kondensationskammer niederschlug. In der Folge verursachten Druckpulsationen ein Leck im Kondensationskammerboden. Kühlwasser lief in den unteren Teil des Sicherheitseinschlusses, verließ diesen aber nicht. Personenschäden traten nicht auf, zumal Radioaktivität weder in den Betriebsräumen noch nach außen freigesetzt wurde.

KKW Würgassen

Am 2. Februar 1973 wurde innerhalb des Sicherheitsbehälters ein Riß in einer Verbindungsschweißnaht der Leitung eines Entlastungsventils mit einer Frischdampfleitung festgestellt. Eine Kontamination trat nicht auf. Dieses Vorkommnis wurde von der Presse sehr hochgespielt, obwohl – wenn es zu einem Abriß gekommen wäre – es sich nur um ein relativ kleines Leck gehandelt hätte. Eine radioaktive Belastung der Umgebung wäre auch dann nicht eingetreten.

(c) Brunsbüttel/Bundesrepublik Deutschland, 18. Juni 1978: Am 18. Juni 1978 um 20.30 Uhr ereignete sich in dem *Siedewasser-Kernkraftwerk Brunsbüttel* ein Störfall, in dessen Verlauf 145 t leicht kontaminierter Frischdampf in das Maschinenhaus und zu einem Teil über den Kamin und die Druckentlastungsklappen nach außen abgegeben wurden. Insgesamt wurden dabei etwa 250 Curie (Ci) [9×10^{12} Bq] Radioaktivität freigesetzt, überwiegend in das Maschinenhaus und nicht ins Freie. Strahlengefahr hat niemals bestanden. Erlaubt waren 1 900 Ci/d und insgesamt 70 000 Ci/a. Wegen eines Eingriffs in das Reaktorschutzsystem und wegen der Nichtbeachtung einzelner Betriebsvorschriften fand dieser Störfall besondere Aufmerksamkeit und ein ungewöhnliches Echo in den Medien. Zum Ablauf des Störfalls wurde mitgeteilt, daß der Schichtleiter die Dampfleckage an der starken Geräuschentwicklung und dem geringen Leistungsabfall erkannte. Der alarmierte Bereitschaftsdienst beobachtete beim Eintreffen Dampfschwaden aus

KKW Brunsbüttel

dem Abluftkamin. Da die Meßgeräte am Abluftkamin keine Radioaktivität anzeigten, war das Betriebspersonal bestrebt, eine automatische Abschaltung des Reaktors zu vermeiden, um die Lecksuche bei ausströmendem Dampf vornehmen zu können und die bei einer Schnellabschaltung zwangsläufig auftretende erhöhte Radioaktivitätsfreisetzung zu verhindern. Deshalb wurde die beim Signal »Erhöhung des Maschinenhausdrucks« zur Beherrschung mittlerer Leckagen gegebene Schutzanregung einer Schnellabschaltung der Anlage (die, um kleinere Leckagen noch schnell auffinden zu können, um 5 Minuten verzögert ausgelöst wird) vom Schichtleiter überbrückt und unwirksam gemacht. Dies geschah, obwohl ein solcher Eingriff in den Reaktorschutz nach den Genehmigungsauflagen für das Kernkraftwerk nicht zulässig ist. Da die Lecksuche unter Vollschutz im unteren Teil des von dichtem Dampf erfüllten Maschinenhauses keine Identifizierung des Lecks erbrachte, wurde die Turbinenleistung nach ca. 6 Minuten abgesenkt, wobei ein Nachlassen des ausströmenden Dampfes festgestellt wurde. Um 23.11 Uhr schaltete sich dann der Reaktor automatisch ab. Zugleich wurde durch den Frischdampf-Isolationsabschluß die Leckstelle abgesperrt und die Dampfausströmung beendet. Der Betreiber hat den Schichtleiter und den stellvertretenden Betriebsleiter von ihrer Funktion entbunden.

In der Diskussion dieses Störfalls war man darüber verwundert, daß während der Verzögerungszeit zwischen einer Signalanregung und der Auslösung der Schutzaktion das Betriebspersonal in den Reaktorschutz eingreifen kann. Dabei ist aber der außergewöhnliche Rangunterschied zwischen dem zur Diskussion stehenden Reaktorschutzkriterium »Maschinendruck hoch« und den entsprechenden Kriterien zur Überwachung des »Primärkreisdrucks« zu beachten. Dieser Rangunterschied erklärt, warum die Betriebsanweisung vorschreibt, die Echtheit der Meldung »Maschinenhausdruck hoch« festzustellen und die Anlage gegebenenfalls innerhalb von 5 Minuten abzustellen. Im ersten Fall wird im Millibar-Bereich der Luftdruck im Maschinenhaus gemessen, das ca. $65\,000\,\mathrm{m}^3$ freies Volumen für die Aufnahme von Dampfleckagen bereithält und somit Zeit für Gegenmaßnahmen läßt. Im zweiten Fall ist dagegen die Integrität der druckführenden Umschließung und des Kerns unmittelbar und kurzzeitig gefährdet. Es stünde somit wenig Zeit für eine Wertung durch das Betriebspersonal zur Verfügung. Eine Ausweitung dieses Störfalles oder ein weiterer denkbarer Störfall hätte in jedem Fall zu einer automatischen Schnellabschaltung geführt.

KKW Browns Ferry

(d) Browns Ferry/USA, 23. März 1975: Beträchtliche Auswirkungen auf den Fortgang der Kernenergieentwicklung in den Vereinigten Staaten hatte ein aufgetretener Kabelbrand bei den Bauarbeiten an Block 3 des *Kernkraftwerks Browns Ferry* der Tennessee Valley Authority (TVA). Dieser Brand entstand, als ein Monteur mit einer Kerzenflamme (!) prüfen wollte, ob zwischen zwei Räumen innerhalb des Containments ein Luftdruckunterschied bestand. Der in der Folge festgestellte Ausfall mehrerer (tatsächlich nicht benötigter) Sicherheitseinrichtungen wie auch Ungeschicklichkeiten bei der Brandbekämpfung lösten nicht nur eine lange Erörterung des Wenn und

Aber denkbarer Konsequenzen hypothetischer Störfälle aus, sondern zwangen auch dazu, kostspielige und verzögernde Umbauten bei anderen im Bau befindlichen Kernkraftwerken vorzunehmen.

(e) Tsuruga/Japan, 8. März 1981: Am 8. März 1981 floß im japanischen *Kernkraftwerk Tsuruga* (324 MWe) Wasser aus dem Lagertank für Filterschlamm auf den Boden des Lagergebäudes und von dort in den Abwasserkanal des Kraftwerks, weil ein Ventil versehentlich nicht geschlossen wurde. Bei diesem – nicht gemeldeten – Störfall und der Beseitigung seiner Folgen wurden an fünfzehn Tagen 48 Arbeiter mit kollektiv 1,9 rem und individual maximal 155 mrem bestrahlt – im ganzen somit mäßigen Dosen. Der Störfall wurde aber in Japan sehr beachtet, zumal der Verkauf der in der Tsurugabucht gefangenen Fische zeitweilig eingestellt werden mußte, obwohl nach amtlicher Bekundung keinerlei Gefahr für die Gesundheit bestand. Für die Nachlässigkeit entschuldigte sich der Direktor des Kernkraftwerks in aller Form vor dem japanischen Parlament. Die Regierung verbot den Betrieb des Kernkraftwerks für sechs Monate.

KKW Tsuruga

(f) Ginna/USA, 25. Januar 1982: Am 25. Januar 1982 trat bei dem *Druckwasserreaktor Ginna* der Firma Westinghouse bei Vollastbetrieb ein Druckverlust im Primärkreis auf. Wie später festgestellt wurde, war die Ursache des Druckabfalls ein Leck im Dampferzeuger. Aufgrund des Druckverlustes wurden zuerst die Pumpen des Volumenregelsystems und nach weiter fallendem Druck die Pumpen der Hochdruck-Sicherheitseinspeisung aktiviert. 15 Minuten nach Eintritt des Lecks im Dampferzeuger wurde dieser sekundärseitig isoliert. Da die Hauptkühlmittelpumpen abgeschaltet werden mußten, wurde die Druckabsenkung miltels mehrfachen Öffnens des Abblaseventils am Druckhalter eingeleitet. Nach der dritten Betätigung konnte dieses nicht mehr geschlossen werden. Von der Schaltwarte wurde dann das in Reihe liegende Sperrventil geschlossen.

KKW Ginna/USA

Wegen der Erfahrung aus dem TMI-Störfall wurden die Hochdruck-Sicherheitseinspeisepumpen nicht abgeschaltet, was letztendlich wegen des Lecks zu einem Druckanstieg auf der Sekundärseite des isolierten Dampferzeugers führte. Über das Sicherheitsventil wurde zwei- bis dreimal für je ca. 30 Sekunden ein Dampf-Wasser-Gemisch nach außen abgeblasen. Mit dem Wasser wurde auch etwas Aktivität (Jod) freigesetzt. Die maximale gemessene Leistung am Zaun des Kernkraftwerks erreichte dennoch nur einen Wert von ca. 1 mrem.

(g) Davis Besse/USA, 9. Juni 1985: In der *Anlage Davis Besse* des Herstellers Babcock & Wilcox ereignete sich ein Vorkommnis, das zum Totalausfall des Speisewassers führte und in der Anfangsphase starke Parallelen zum TMI-Störfall aufwies. Im Gegensatz zum Störfall in TMI-2 gelang es jedoch den Operateuren den Störfall innerhalb weniger Minuten zu beherrschen.

KKW Davis Besse

Nach dem Ausfall der beiden Hauptspeisewasserpumpen fiel auch die zweite dampfbetriebene (!) Hauptspeisewasserpumpe aus, da durch einen fehlerhaften kurzen Schaltimpuls die Frischdampf-Absperrventile geschlossen wurden. Die ebenfalls dampfturbinenbetriebenen Notspeisewasserpum-

pen starteten anforderungsgemäß, wurden jedoch wegen Überdrehzahlen automatisch abgeschaltet. Damit war die Speisewasserversorgung komplett ausgefallen. Nach ungefähr 12 Minuten gelang es den Operateuren, durch manuelles Öffnen von vier Absperrarmaturen eine der Notspeisepumpen wieder in Betrieb zu nehmen. Innerhalb dieser 12 Minuten stieg der Kühlmitteldruck an, und das Abblaseventil am Druckhalter öffnete dreimal. Danach schloß das Ventil nicht mehr. Die Operateure schlossen daraufhin die in Reihe liegende Absperrarmatur.

nicktnuklearer Störfall in Gundremmingen

(h) Der (nicktnukleare) Störfall in *Gundremmingen*/Deutschland, 19. November 1975: In der Presse hat der Störfall in Gundremmingen eine bemerkenswerte Resonanz gefunden, obwohl es sich nachweislich nicht um einen nuklearen Störfall handelte, wie es verschiedentlich dargestellt wurde.

Nach einer Mitteilung der RWE-Hauptverwaltung in Essen kam es im Kernkraftwerk Gundremmingen am 19. November 1975 um 10.45 Uhr bei Reparaturarbeiten zu einem Unfall, der zwei Todesopfer forderte. Das Kernkraftwerk war zu dieser Zeit planmäßig seit 7.00 Uhr für ca. 12 Stunden außer Betrieb.

Die beiden Schlosser waren beauftragt, eine Stopfbuchse neu zu verpacken. Dies ist die Abdichtung einer Spindeldurchführung durch das Gehäuse einer Absperrarmatur. Sie lösten zunächst einige Schrauben des Dichtungsdeckels, und als sie feststellten, daß kein Dampf austrat, nahmen sie an, das Schiebergehäuse sei drucklos, und entfernten den Dichtungsdeckel. Danach muß sich die Dichtung plötzlich gelöst haben, so daß sich aus dem Gehäuse unter Druck stehendes heißes Wasser (60 bar und 270 °C) unter starker Dampfbildung entspannte. Durch die Hitzeeinwirkung wurde ein Schlosser sofort getötet, ein weiterer schwer verletzt. Er ist seinen Verletzungen erlegen. Bei den Verunglückten handelte es sich um erfahrenes Kernkraftwerkspersonal.

Die Unfallursache und der Unfallablauf standen in keinem Zusammenhang mit der geringen Radioaktivität des ausströmenden Dampfes. Zwar stieg die Radioaktivität im Gebäude an, doch die nach der Strahlenschutzverordung und der Betriebsgenehmigung zugelassenen Grenzwerte wurden nicht erreicht. Die Anlageräume waren jederzeit ohne Atemschutz begehbar. Es ergab sich zu keiner Zeit eine Gefahr für das Betriebspersonal. Eine Erhöhung der Radioaktivität der Reaktorgebäude-Abluft war im Rahmen der Meßgenauigkeit nicht feststellbar, so daß sich außerhalb des Reaktorgebäudes keinerlei Auswirkungen des Unfalls zeigten.

Unfälle dieser Art können grundsätzlich in jedem Kraftwerk auftreten. Sie sind nicht typisch für ein Kernkraftwerk. Nach Durchführung der Reparaturen stand aus betrieblichem Grund einem Wiederanfahren des Reaktors nichts mehr im Wege.

6.2.4 Unfallabläufe mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit

Zur Bewertung des Risikos von Kernkraftanlagen werden auch sehr seltene »hypothetische« Störfälle studiert. Diese haben zwar eine sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit, jedoch kann die Spaltproduktfreisetzung aus dem Kern und eventuell dem Sicherheitsbehälter beträchtlich sein. Diese Störfälle werden jetzt als »severe accidents« (schwere Störfälle) bezeichnet.

6.2.4.1 Beschreibung eines Kernschmelzunfalls

Kernschmelzen

(1) Für eine übersichtliche Beschreibung der Unfallabläufe ist es vorteilhaft, drei Kernzustände mit unterschiedlich schwerer Kernzerstörung zu unterscheiden:

- Zustände im Kern überschreiten die in den Genehmigungsverfahren festgelegten Grenzwerte nicht, d.h., es werden nur wenige Prozente aller im Kern befindlichen Stäbe bersten. In allen Fällen bleibt der Kern kühlbar.
- Mit steigender Temperatur der Brennelementhüllrohre kann der Hüllrohrwerkstoff Zirkaloy mit dem Dampf reagieren. Dies führt zu einer exothermen Reaktion und verstärktem Temperaturanstieg. Weitere Hüllrohre werden bersten, und die Temperatur wird schließlich den Schmelzpunkt des Hüllrohrwerkstoffes erreichen. Es treten nun verstärkt Reaktionen des Hüllrohrwerkstoffes mit dem Brennstoff, Abfließen des geschmolzenen Zirkaloys und Wiedererstarren in unteren Kernbereichen auf. Da die stützende Wirkung der Brennstabhülle fehlt, kann der Werkstoff »zerbröseln« und nach unten fallen. Dabei können Brennstoffansammlungen oberhalb der Abstandshalter oder der unteren Kerneinbauten auftreten. Lokal können sich auch Schmelzseen bilden. Würde man jetzt Wasser zufügen, entstünde zwar durch die Wärmeentspeicherung des aufgeheizten oder geschmolzenen Brennstoffs eine beträchtliche Dampfproduktion, der Kern würde jedoch nach einiger Zeit wieder gekühlt sein. Das genaue Verhalten des Kerns wird trotz möglicher intensiver Forschung nicht genau festgelegt werden können, da die Störfallsequenz (Bruch, Art und Menge des eingespeisten Wassers etc.) den Ablauf beträchtlich beeinflußt. Trotz intensiver Forschung können auch viele Vorgänge bei diesen schweren Unfällen nicht im Detail beschrieben werden, so daß eine Bewertung des Störfalls mit unterstützenden ingenieurmäßigen Abschätzungen zu erfolgen hat. Der Störfall in TMI-2 fällt in diese Kategorie.

Zirkaloy-Dampf-Reaktion

- Die Nachwärme und die Zirkon-Wasser-Reaktion heizen den Kern weiter auf mit wachsender Menge geschmolzenen Kerns. Es ist wahrscheinlich, daß irgendwann Teile der unteren Kernstruktur versagen und Schmelze in das noch im unteren Teil des Reaktordruckbehälters befindliche Wasser fließt. Die möglicherweise auftretende Schmelze-Wasser-Wechselwirkung wird auch »Dampfexplosion« genannt. Eine Dampfexplosion entsteht dadurch, daß fein verteilte Schmelztropfen schnell durch Wasser gekühlt werden und dadurch Dampf entsteht. Dieser Dampf beschleunigt Wasserschichten und zerstört Kerneinbauten. Dabei kann die Integrität des Reaktordruckbehälters gefährdet werden. Neuere Experimente und analytische Studien kommen jedoch zu dem Schluß, daß wohl kleine Dampfexplosionen

Dampfexplosion

auftreten können, aber große Dampfexplosionen mit einer Zerstörung des Reaktordruckbehälters nicht sehr wahrscheinlich sind. Das im unteren Teil des Reaktordruckbehälters befindliche Wasser wird schließlich verdampfen und die Schmelze den Boden des Reaktordruckbehälters aufschmelzen.

Durchschmelzen der Beton Bodenplatte

Druck im Sicherheitsbehälter

Versagensdruck des Sicherheitsbehälters

(2) Nach dem Durchschmelzen des Reaktordruckbehälters tritt die Schmelze in den Raum unterhalb des Reaktordruckbehälters. Die Schmelze wird danach den Beton der Bodenplatte und später die begrenzenden Wände aufschmelzen. Dies ermöglicht den Zutritt von Wasser. Die immer noch in der Schmelze vorhandene Nachwärme dient nun teilweise zur Verdampfung des Wassers und zum Teil zum weiteren Aufschmelzen des Bodens. Dabei wird jedoch die Eindringgeschwindigkeit immer kleiner, bis zum vollständigen Stop. Je nach Dicke der unteren Bodenplatte kann diese durchschmolzen werden und die Schmelze in das Erdreich eindringen. Dieses erfolgt jedoch erst – wenn überhaupt – Wochen nach dem Störfall. Das sogenannte »China-Syndrom«[37], d.h. ein ungehindertes Weiterschmelzen im Erdreich, tritt auf keinen Fall auf, da die Nachwärme stetig abnimmt und das immer größer werdende Schmelze-Beton-Erdreich-Volumen diese Nachwärme schließlich ohne weiteres Vordringen abgeben kann. Wichtiger als das Aufschmelzen des Betons ist der Druckaufbau im Sicherheitsbehälter, wie er in Abbildung 6.11 dargestellt ist. Bei einem Druckwasserreaktor deutscher Bauart wird der Versagensdruck der Stahlhülle nach etwa vier bis fünf Tagen erreicht. Wie Rechnungen gezeigt haben, ist der Versagensdruck ungefähr doppelt so hoch wie der für den großen Bruch einer Hauptkühlmittelleitung der Auslegung zugrunde gelegte »Auslegungsdruck«.

gefilterte Druckentlastung

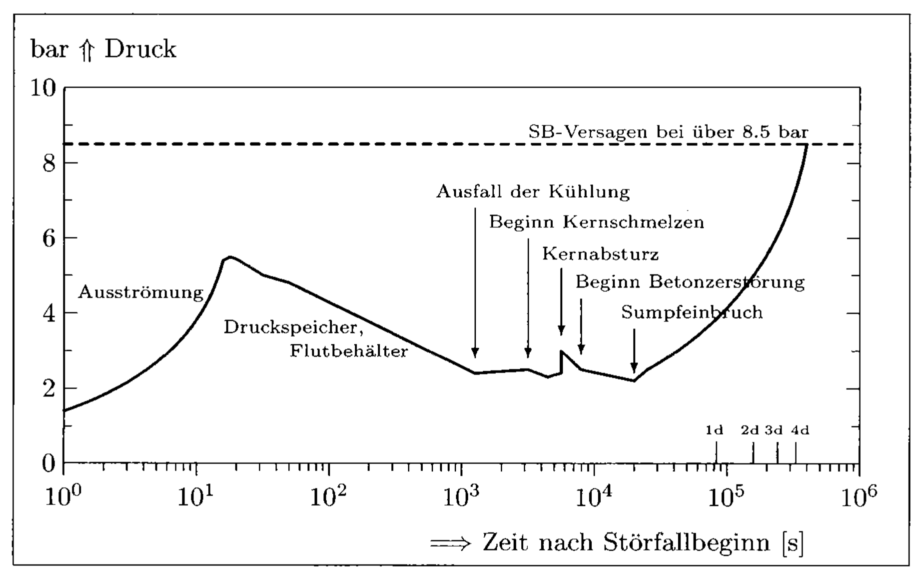
Es dürfte jedem einleuchten, daß man nicht vier Tage untätig warten wird, bis der Sicherheitsbehälter versagt, sondern man wird zwischenzeitlich versuchen, die Kühlung wiederherzustellen und damit ein Versagen des Sicherheitsbehälters vermeiden. Außerdem wurde in allen deutschen Kernkraftwerken eine gefilterte Druckentlastung des Sicherheitsbehälters eingebaut (siehe auch Kapitel 6.2.4.4). Damit wird auch in Fällen, in denen die Schmelze in den Sicherheitsbehälter dringt, eine Freisetzung von radioaktiven Produkten in die Umgebung vermieden. Ein möglicher anderer Pfad einer Freisetzung dieser Stoffe in die Umgebung ist jedoch der durch Leckagen und durch nicht geschlossene Öffnungen. Auf diese möglichen Freisetzungspfade wird daher verstärkt das Augenmerk gerichtet.

6.2.4.2 Der Störfall im Kernkraftwerk TMI-2 am 18. März 1979

TMI-Störfall Harrisburg

Im 960 MWe-Kernkraftwerk TMI-2 bei Harrisburg/USA kam es 1979 zum bisher schwersten Störfall in einem kommerziellen Kernkraftwerk der westlichen Welt. Obwohl niemand getötet oder verletzt wurde, hat dieser Störfall

[37] »China-Syndrom«, weil China nach einer in Amerika weitverbreiteten Meinung auf der den USA entgegengesetzten Seite der Erdkugel liegt, d.h. gerade dort, wohin die Kernmasse angeblich gelangen würde. Dieses Fehlverständnis hat den Erfolg des Thrillers »Das China-Syndrom« mit Jane Fonda keineswegs beeinträchtigt.

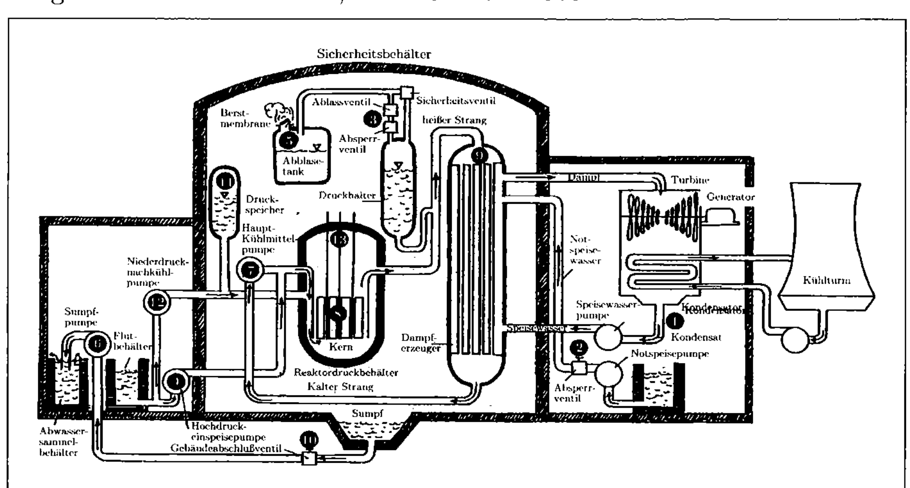


Druckwasserreaktor Bruch einer Hauptkühlmittelleitung

Abbildung 6.11: Druckverlauf im Sicherheitsbehälter eines Druckwasserreaktors deutscher Bauart, Annahmen: Bruch einer Hauptkühlmittelleitung, Ausfall aller 4 Notkühlsysteme.

in den folgenden Jahren die Reaktortechnik beträchtlich beeinflußt. Davon soll später die Rede sein.

Was war geschehen? Der Druckwasserreaktor von Babcock & Wilcox war am 9. März 1978 erstmals kritisch geworden und befand sich seit dem 30. November des gleichen Jahres im kommerziellen Betrieb. Der Störfall ereignete sich am Mittwoch, dem 28. März 1979.



TMI-2 bei Harrisburg

Abbildung 6.12: Schema des Kernkraftwerks Three Mile Island 2.

Ausgelöst wurde der Störfall durch eine Störung im Sekundärsystem, dem Ausfall der sekundärseitigen Speisewasserpumpen (1), vgl. Abbildung 6.12.

Damit wurde gleichzeitig die Turbine abgeschaltet. Auslegungsgemäß öffnete ein Abblaseventil am Druckhalter zur Absenkung des Druckes im Primärkreis, gefolgt von einer Reaktorabschaltung (7,2 Sekunden nach Störfalleintritt).

Bedingt durch den abgesunkenen sekundärseitigen Wasserstand in den Dampferzeugern liefen die Notspeisepumpen planmäßig an. Bei einer vorherigen Funktionsprüfung der Notspeisepumpen war aber vergessen worden, zwei für die Prüfung geschlossene Absperrventile wieder zu öffnen (2). Dadurch konnten die Notspeisepumpen nicht einspeisen, und die Dampferzeuger dampften weiter aus. Die Korrektur der Fehlstellung der Ventile erfolgte 8 Minuten nach Störfallbeginn. Der zeitweise Ausfall der Notspeisewasserversorgung hat zwar die Ereigniskette komplizierter gemacht, jedoch nicht wesentlich beeinflußt.

Nach planmäßig erfolgter Druckabsenkung im Primärkreis schloß das Abblaseventil nicht wieder (3). Für diesen Fall ist in der Abblaseleitung noch ein Absperrventil vorhanden, das von der Warte aus fernbedient werden kann. Das Offenbleiben des Abblaseventils wurde von der Bedienungsmannschaft erst nach mehr als zwei Stunden erkannt, da die Ventilstellung nicht unmittelbar angezeigt wurde, sondern lediglich das Anstehen des Schließbefehls. Das Offenbleiben des Abblaseventils hat den Störfallablauf wesentlich bestimmt.

Verlauf des TMI-Störfalls

Im weiteren Verlauf fiel der Druck im Primärkreis weiter ab und regte automatisch die Hochdruck-Einspeisepumpen an (4). Diese Pumpen haben die Aufgabe, Wasser in den Primärkreis einzuspeisen. Aufgrund der Füllstandsanzeige des Druckhalters nahm die Bedienungsmannschaft an, daß das Primärsystem vollständig – und damit ausreichend – mit Kühlmittel gefüllt sei, und drosselte die Einspeisung von Hand auf Minimaleinspeisung. In dieser ganz spezifischen Störfallsituation (offenes Abblaseventil) war jedoch vom Druckhalterfüllstand kein Rückschluß auf den Wasserinhalt im Primärsystem zu ziehen. Dies war der Betriebsmannschaft aber nicht bewußt. Diese Drosselung der Hochdruck-Einspeisung war neben dem Offenbleiben des Abblaseventils von wesentlichem Einfluß auf den weiteren Ereignisablauf.

Durch die Druckabsenkung im Primärkreis entstand ein Dampf-Wasser-Gemisch. Der zunehmende Dampfblasengehalt führte nach einiger Zeit zu starken Vibrationen der Hauptkühlmittelpumpen, so daß das Bedienungspersonal zuerst eine Pumpe (nach 74 Minuten) und dann auch die zweite Pumpe (nach 101 Minuten) abschaltete, um sie vor Beschädigungen zu schützen.

Durch das offene Abblaseventil strömte fortlaufend Kühlmittel aus. Dieses Kühlmittel wird in einem Abblasetank aufgefangen. Infolge der beträchtlichen Menge stieg jedoch im Abblasetank der Druck so weit an, daß eine dafür vorgesehene Berstscheibe barst (5) und Dampf in den Sicherheitsbehälter freisetzte. Der Druck im Sicherheitsbehälter stieg aber nicht bis zu einem Wert an, der zum »Gebäudeabschluß« geführt hätte. Bei einem Gebäudeabschluß wären alle Leitungen aus dem Sicherheitsbehälter

nach außen abgesperrt worden. Das Kühlmittel sammelte sich im tiefsten Punkt des Sicherheitsbehälters, im Sumpf, und wurde von dort durch eine selbsttätig angesprungene Pumpe (6) in einen Abwassersammelbehälter in einem anderen Gebäude gefördert. Damit gab es folgende Freisetzungswege, von denen die Bedienungsmannschaft anfänglich nichts wußte:

— vom Primärkreis über das offene Abblaseventil und den offenen Abblasetank in den Sicherheitsbehälter und

— vom Sumpf des Sicherheitsbehälters in einen außerhalb des Sicherheitsbehälters liegenden Sammelbehälter.

Der Füllstand im Primärkreis nahm fortlaufend infolge der Ausströmung durch das offene Abblaseventil und das Nichtersetzen durch die Hochdruck-Sicherheitspumpen ab. Dadurch wurde der Reaktorkern freigelegt, unzureichend gekühlt, überhitzt und beschädigt (8). Etwa 175 Minuten nach Störfallbeginn wurde zwar eine Hauptkühlmittelpumpe für ca. 15 Minuten wieder eingeschaltet, doch konnte das Wasser, das in den Kernbereich gelangte, das weitere Aufheizen des Kerns nicht verhindern.

Etwa 200 Minuten nach Störfallbeginn wurde das Notkühlsystem wieder in Betrieb genommen und stellte die Kühlung des Kerns wieder her.

Durch die mit der Überhitzung verbundene chemische Reaktion zwischen dem Hüllmaterial der Brennstäbe (Zirkaloy) und Wasser kam es zur Bildung von gasförmigem Wasserstoff, der zunächst durch das offene Abblaseventil in den Sicherheitsbehälter gelangte und sich nach dem Schließen der Abblaseleitung im oberen Teil des Reaktordruckbehälters ansammelte. Der im Sicherheitsbehälter befindliche Wasserstoff »verpuffte« etwa zehn Stunden nach Störfalleintritt und führte zu einer kurzzeitigen Druckerhöhung, die jedoch weit unter dem Auslegungsdruck lag[38]. Der im Primärkreis angesammelte Wasserstoff wurde im Laufe der folgenden Tage durch zyklisches Entlasten über den Druckhalter in den Sicherheitsbehälter entfernt und von dort mittels Rekombinatoren abgebaut.

Verlauf des TMI-Störfalls

Die in die Umgebung freigesetzte Menge an Radioaktivität war um vieles niedriger, als damals angenommen und befürchtet wurde. Weniger als 2 % des Edelgasinventars und ca. 10^{-7} des Jod-131-Inventars wurden freigesetzt. Die damals freigesetzte Menge an Jod würde nicht ausreichen, um hundert

[38] Für die psychologische Wertung des Unfalls in Harrisburg ist die am 2. Mai 1986 abgegebene Erklärung des von der Nuclear Regulatory Commission (NRC) nach Harrisburg entsandten Experten R. Mattson von Interesse, entgegen den Verlautbarungen wäre niemals eine gefährliche Gasexplosion zu befürchten gewesen, eben jenes unheilvolle Ereignis, das mehrere Tage lang nach dem Unfall am 26. März 1979 als möglich, ja sogar als wahrscheinlich vorausgesagt wurde und damit die Welt in Atem hielt. Der Leiter der nach dem Unfall eingesetzten Advisory Group, M. Levenson, bestätigte diese Feststellung auf der European Nuclear Conference 1979 am 9. Mai 1979 in Hamburg. Der Reaktorunfall habe nicht entfernt die Grenzen einer Katastrophe erreicht. Es hätte allerdings mehrere Tage gedauert, bis die von der NRC entsandten Experten davon überzeugt werden konnten, daß eine solche Explosion wirklich unmöglich war. Dem Gouverneur von Pennsylvania, der zu entscheiden hatte, ob er eine freiwillige Evakuierung empfehlen sollte, sei damit eine ungerechtfertigte Verantwortung aufgehalst worden.

Druckbehälter mit Reaktorkern von TMI-2

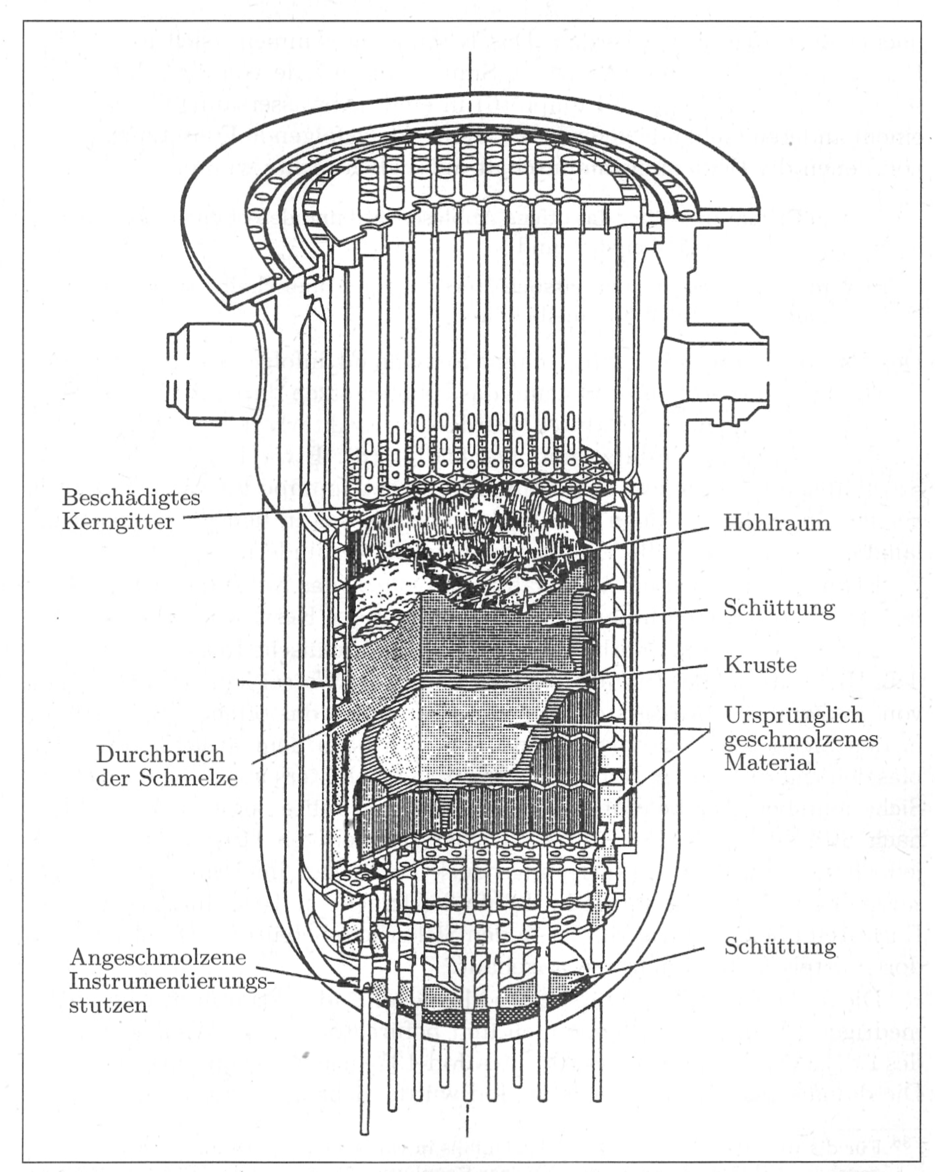


Abbildung 6.13: Zustand des Reaktorkerns im Druckbehälter von TMI-2.

Patienten wegen einer Schilddrüsenerkrankung therapeutisch mit Radiojod zu behandeln.

In Abbildung 6.13 ist der Zustand des Reaktorkerns und der Einbauten dargestellt. Der Zustand des Kerns wurde durch spezielle Bohrproben und durch chemische Untersuchungen in Laboratorien in den USA und acht anderen Ländern bzw. der Europäischen Gemeinschaft ermittelt. Es ist bemerkenswert, daß ein beträchtlicher Teil des Kerns aufgeschmolzen war und diese Schmelze durch eine sehr harte Kruste gehalten wurde. Ein Teil der

Schmelze ist seitlich in das untere Plenum geflossen, übrigens ohne eine Dampfexplosion verursacht zu haben. Die Untersuchungen haben ergeben, daß Temperaturen über 2 800 K vorgelegen haben. Im unteren Plenum sind einige Instrumentierungsstutzen angeschmolzen. Die Untersuchungen sind in einem Bericht[39] zusammengefaßt.

Obwohl aufgrund der geringen Strahlenbelastungen keine gesundheitlichen Beeinträchtigungen oder Schäden zu erwarten sind, sind dennoch Berichte über Krankheiten und Todesfälle, insbesondere bei Kindern und Säuglingen, im Zusammenhang mit dem Störfall veröffentlicht worden. Alle diese Behauptungen konnten von ernsthaften Forschern widerlegt werden.

6.2.4.3 Der Unfall von Tschernobyl

Der Unfall im Block 4 des Kernkraftwerks Tschernobyl ist der bisher schwerste und folgenreichste Störfall in einer Nuklearanlage und hat durch die beträchtliche Freisetzung von radioaktiven Spaltprodukten sowohl zu einer starken Belastung der Bevölkerung in der Nähe des Kernkraftwerks als auch zu einer großen Unruhe in verschiedenen Ländern der ganzen Welt geführt. Der Unfall in Tschernobyl hat in einer Anzahl von Ländern zu einem Stopp oder gar einer Abkehr von der nuklearen Energieerzeugung geführt.

Unfall von Tschernobyl

Die Ursache und Hintergründe des Unfalls, seine Folgen und getroffenen Maßnahmen wurden von Experten der UdSSR erstmals auf einem Expertentreffen in Wien vom 25. bis 29. August 1986 dargelegt.

Wegen seiner Bedeutung soll dieser Unfall unter Hinzuziehung der auf dem Wiener Expertentreffen veröffentlichten Informationen im folgenden ausführlich beschrieben werden.

Der Grundriß und der Querschnitt des Blocks ist in Abbildung 6.14 dargestellt.

Der Unfallablauf:
Der Unfall ereignete sich während eines Tests mit dem Turbinen/Generator-Satz. Dabei sollte die Rotationsenergie der Turbine und des Generators für einige zehn Sekunden zum Antrieb einer Pumpe des Notkühlsystems genutzt werden. Ein gleicher Test war bereits vor einem Jahr im Block 3 durchgeführt worden. Dabei war jedoch die Spannung am Generator zu schnell abgefallen. Jetzt sollte der Test mit einem verbesserten Spannungsregler im Block 4 wiederholt werden.

Generatortest

Leider liegen für viele Werte (z.B. Reaktorleistung) keine kontinuierlichen Aufzeichnungen vor, da eine beträchtliche Anzahl von Kanälen zur Aufzeichnung von elektrischen Größen des geplanten Tests verwendet wurden.

[39] TMI-2 Examination Results from the OECD-CSNI Program, NEA/CSNI/R (91) 9 Vol. 1–3.

Tschernobyl Längsschnitt

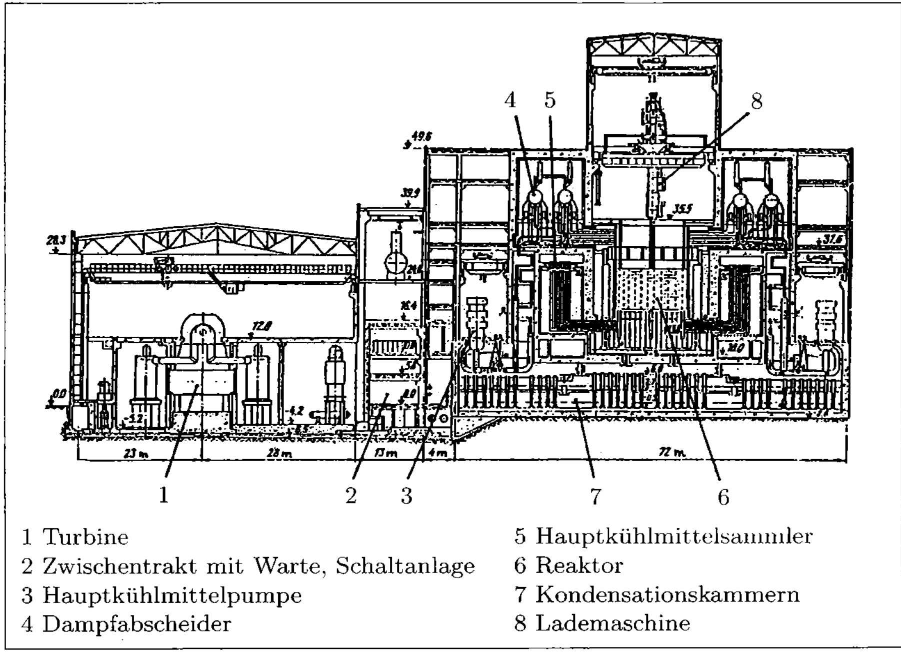


Abbildung 6.14: Schnittzeichnung der Anlage Tschernobyl 4.

Unfallablauf

Im folgenden wird ein genauer zeitlicher Ablauf des Unfallgeschehens wiedergegeben:

Freitag, den 25. April 1986:

01.00 Uhr: Das Abfahren wurde begonnen.

13.05 Uhr: Eine thermische Leistung von 1 600 MW (50 % der Nennleistung) wurde erreicht und eine der beiden zugeordneten Turbinen (Nr. 7) abgeschaltet.

14.00 Uhr: Das Notkühlsystem wurde isoliert. Dies war in der Testprozedur vorgesehen. Man wollte damit vermeiden, daß der Hochdruckteil bei Ansprechen von Notkühlsignalen (z.B. Wasserspiegel im Dampfseparator in Verbindung mit einem anderen Signal) Wasser einspeisen würde.

Unfallablauf Tschernobyl

Der Lastverteiler in Kiew verlangte aus Netzgründen den Weiterbetrieb mit einer Turbine.

Das Betriebspersonal *vergaß*, daraufhin die Notkühlsysteme wieder zu aktivieren. Das Abschalten der Notkühlsysteme war nicht verboten. Der Ausfall der Notkühlsysteme hatte jedoch keinen Einfluß auf den Unfallablauf.

23.10 Uhr: Mit dem weiteren Abfahren wurde begonnen. Es war beabsichtigt, eine Leistung von 700 bis 1 000 MW zu erreichen.

Sonnabend, den 26. April 1986:

00.28 Uhr: Beim Abfahren fiel die Leistung aus bisher ungeklärten Gründen auf unter 30 MWth. Der Leistungsabfall wurde verstärkt durch die Verringerung des Dampfblasengehaltes im Kern und durch die Xenonvergiftung. Um wieder eine positive Reaktivität zu erhalten, wurden manuell Regelstäbe ausgefahren.

00.43.27 Uhr: Das Abschaltsignal bei Nichtvorhandensein beider Turbinen wird überbrückt.

01.00 Uhr: Dem Operateur gelang es, den Reaktor auf 200 MWth zu stabilisieren. Zwei Dinge sind hervorzuheben:

1. In diesem Leistungssbetrieb hätte der Reaktor nicht betrieben werden dürfen; dies war jedoch nicht grundsätzlich verboten.
2. Die notwendige Reaktivitätsreserve zur Abschaltung des Reaktors (1 Dollar/s, s. Kapitel 1.3.7, S. 36) war wegen der vielen ausgefahrenen Regelstäbe nicht mehr vorhanden.

01.03 Uhr: Die 4 Pumpen je Kreislauf wurden zugeschaltet. Dies führte durch die Verringerung der Dampfblasen im Kern zu einer weiteren negativen Reaktivitätszufuhr und dementsprechend zu einem weiteren Ausfahren von Regelstäben. Die Reaktivitätsreserve sank weiter. Der Druck und der Wasserspiegel in den Dampfseparatoren schwankten heftig.

01.19 Uhr: Der Operateur erhöhte die Speisewasserzufuhr und überbrückte die Signale »Wasserspiegel« und »Druck« in den Dampfseparatoren, die zu einer Abschaltung geführt hätten. Diese Vorgehensweise war jedoch ebenfalls nicht verboten.

Unfallablauf Tschernobyl

01.19.30 Uhr: Der Wasserspiegel in den Separatoren begann wieder zu steigen. Durch die steigende Unterkühlung wurde der Dampfgehalt im Kern weiter (bis auf nahezu Null) verringert, und weitere Regelstäbe fuhren aus. Im folgenden versuchte der Operateur den Wasserspiegel durch eine Verringerung der Speisewasserzufuhr zu stabilisieren.

01.22.10 Uhr: Die erhöhte Dampfbildung im Kern führte zu einem Einfahren der automatischen Regelstäbe.

01.22.30 Uhr: Die Speisewasserzufuhr erreichte 2/3 des notwendigen Wertes. Die Regelung war sehr schwierig, da das Regelsystem nicht für diese kleinen Durchsätze ausgelegt war.

Dem Operateur waren in einem Ausdruck die Leistungsverteilung und die Stellung der Steuerstäbe angezeigt. Dadurch erfuhr der Operateur, daß nur noch die Hälfte der notwendigen Reaktivitätsreserve vorhanden war.

01.22.45 Uhr: Die Speisewasserzufuhr stabilisiert sich.

01.23.04 Uhr: Der Test beginnt mit dem Schließen der Turbinenschnellschlußventile.

01.23.10 Uhr: Der steigende Druck verursacht ein Ausfahren einer Gruppe der automatischen Regelstäbe.

01.23.21 Uhr: Die Verringerung des Durchsatzes und wärmer werdendes Wasser am Kerneintritt verursachen eine positive Reaktivitätszufuhr, die durch das Einfahren von 2 Gruppen der automatischen Regelung kompensiert wird.

01.23.31 Uhr: Die Leistung steigt weiter an und kann durch das automatische Regelsystem nicht verhindert werden. Von den drei Gruppen sind eine voll, eine zu 75 % und eine zu 20 % eingefahren (Ergebnisse aus Rechnungen).

01.23.40 Uhr: Der Schichtleiter gibt den Auftrag, den Reaktor abzuschalten. Der AZ-5-(Scram-)Schalter wird betätigt.

01.23.43 Uhr: Alarme über hohe Leistung.

01.23.44 Uhr: Starker Leistungsanstieg.

Visuell wurden außerhalb des Gebäudes zu diesem Zeitpunkt zwei Explosionen mit Auswurf von Material beobachtet. Die Explosionen erfolgten im Abstand von 2 bis 3 Sekunden. Das Gebäude ist stark beschädigt.

Die nachstehenden Erklärungen des Unfallablaufs basieren auf visuellen Beobachtungen, Strahlenmessungen, Kenntnissen aus Experimenten und nach dem Unfall durchgeführten Analysen.

Reaktivitätszufuhr

Die starke Reaktivitätszufuhr führte zu einem starken Energieeintrag in den Brennstoff. Dieser heizt sich auf. Die Aufheizung von eingeschlossenem Gas und evtl. die Verdampfung von Brennstoff führte zu einem Druckaufbau mit nachfolgender Fragmentierung. Diese heißen Fragmente kommen mit dem umgebenden Wasser in Berührung. Es wird Dampf produziert. Dieser Vorgang erfolgt im Zeitbereich um eine Zehntel Sekunde. Rechnungen in der UdSSR haben gezeigt, daß voraussichtlich 30 % des Kernvolumens an dieser ersten Leistungsexkursion teilgenommen hat.

Auf die Brennelementkanäle wirken drei Belastungen: der Innendruck, Auftreffen von fragmentiertem Brennstoff- und Hüllrohrmaterial und Temperaturbelastungen durch Strahlungswärme. Es wird vermutet, daß die Brennelementkanäle lokal in der Nähe der Leistungsexkursion versagt haben und daß die oberen Verschlüsse abgerissen wurden. Dadurch wurde es möglich, daß Brennstoffteilchen und Zirkaloy-Stücke ausgeschleudert wurden. Visuell wurden glühende Teilchen beobachtet, was auf Zirkaloy-Fragmente hinweist. Rechnungen in der UdSSR haben ergeben, daß der Bogen im unteren Verteilungsraum unterhalb der unteren Kernplatte die geringsten Belastungen aushält. Von sowjetischen Experten wird daher auch ein Versagen an dieser Stelle angenommen. Dann würde sich unterhalb dieser Platte anfänglich fragmentierter Brennstoff befunden haben.

Das Versagen einer großen Anzahl von Brennelementkanälen hat einen Druckaufbau im Reaktorraum zur Folge mit einer Zerstörung der gasdichten Umschließung. Die obere, ca. 1 000 t schwere Kernplatte ist beweglich gelagert. Bereits wenige bar genügen, um diese Platte zu liften. Durch die Ausströmung aus dem Primärkreis und durch die Dampfproduktion infolge der Brennstoff-Wasser-Wechselwirkung ist jedoch ein Druckaufbau von mehreren 10 bar zu erwarten. Beim Liften der Platte wurden alle Rohre abgerissen, die horizontalen Leitungen abgeschert und die Regelstäbe mit der Platte herausgezogen. Die Platte befindet sich in einer vertikalen Position.

Druckaufbau im Reaktorraum

Brennstoff-Wasser-Wechselwirkung

Nach der Fragmentierung und der Wechselwirkung mit dem Wasser wird Wasserstoff erzeugt. Eine zusätzliche Möglichkeit einer Zirkon/Wasserreaktion ist etwas später bei der Wechselwirkung mit Material der Brennelementkanäle möglich.

Die Ursachen der 2. Explosion sind nicht bekannt. Durch das Abreißen aller Rohre und die Druckabsenkung im Primärsystem ist eine 2. Leistungsexkursion möglich. Jedoch ist auch eine Wasserstoffexplosion nicht auszuschließen, wobei zu bedenken ist, daß der ausströmende Dampf einen Teil der Luft verdrängt.

Ca. 2 % der Graphitblöcke wurden ausgeworfen. Die im Kernbereich verbleibenden Blöcke liegen unregelmäßig. Graphitblöcke wurden auch radial verlagert. Diese Anordnung ergibt eine höhere Wahrscheinlichkeit für eine 2. Leistungsexplosion.

Es wird allgemein angenommen, daß die Kettenreaktion während der Kernzerstörungsphase beendet wurde. Dies ist noch durch Rechnungen zu belegen.

Die radial verlagerten Graphitblöcke werden den wassergefüllten Abschirmtank beschädigt haben. Dieses Wasser und das austretende Wasser-Dampf-Gemisch aus dem Primärsystem wurde in den Bereich des Kerns eingespeist.

Bereits kurz nach dem Unfall gelang es der Betriebsmannschaft, 200 bis 300 t/h mittels der Not-Speisepumpen in den Dampfseparator und die Eingangssammler vor den Pumpen einzuspeisen. Da die Leitungen zerstört waren, konnte keine geordnete Zuspeisung erfolgen. Das Wasser wurde dem Vorratstank zur Kühlung der intakten Kernhälfte entnommen.

Da am ersten Tag nur aufsteigender weißer Rauch (Dampf) aus dem Kernbereich beobachtet wurde, kann angenommen werden, daß nur geringe Reaktionen zwischen dem Dampf und dem Graphit stattfanden.

Unfallablauf Tschernobyl

Durch Gamma-Messungen außerhalb des biologischen Schildes und später durch Bohrungen konnten die Orte des Brennstoffs näherungsweise ermittelt werden. Der wesentliche Teil des Brennstoffes befindet sich unterhalb der unteren Platte im Raum mit den Eintrittsrohren. Etwas Brennstoff befindet sich noch innerhalb des Kernbereichs. Ebenfalls hat sich ein Teil des Brennstoffs im Bereich der oberen horizontalen Rohre angesammelt. Ca. 3 bis 4 % wurden im Bereich außerhalb des Gebäudes ausgeworfen.

Die Ursachen für diesen Unfall müssen sowohl im menschlichen Versagen und evtl. Unkenntnis der speziellen Auslegung des Reaktors gesucht

werden. Der Druck auf die Betriebsmannschaft, den Test durchzuführen, war beträchtlich. Die Anlage in Tschernobyl, die bekanntlich aus 4 Blöcken mit je 1 000 MW elektrischer Leistung besteht (2 weitere Blöcke sind im Bau), galt in der UdSSR als Musteranlage. Die jährliche Revision sollte am 26. April 1986 beginnen; das entsprechende Personal war bestellt. Da der Test im Jahr zuvor fehlgeschlagen war, sollte dieses Mal der Reaktor im Betrieb bleiben, um evtl. einen weiteren Test durchführen zu können. Die Anforderungen des Netzes verursachten einen Zeitverzug von 9 Stunden, so daß der Test in der Nacht gefahren werden mußte und der Druck auf die Betriebsmannschaft noch verstärkt wurde.

Auf der Basis der Aussagen der sowjetischen Experten war man noch 1986 der Auffassung, daß überwiegend menschliche Fehlhandlungen in Verbindung mit einigen Systemschwächen den Unfall verursacht haben. Diese Einschätzung muß jedoch aufgrund neuerer (sowjetischer) Bewertung revidiert werden. Den verantwortlichen Experten war die Sensitivität der Leistung gegenüber einem steigenden Dampfblasengehalt, die unzureichende Instrumentierung und die positive Reaktivitätszufuhr durch das Einfahren vorher zu hoch ausgefahrener Regelstäbe bekannt. Der zuletzt genannte Effekt hat voraussichtlich den Unfallbeginn beeinflußt; dieser Effekt war zwei Jahre vor dem Unfall in einem anderen Kraftwerk festgestellt worden, aber nicht an andere Anlagen weitergegeben worden.

Reaktivitätszufuhr durch Einfahren zu hoch ausgefahrener Regelstäbe

Zusammenfassend sind gravierende Mängel in der »Sicherheits-Kultur« festzustellen.

Zwischenzeitlich sind Verbesserungen durchgeführt worden, um eine Wiederholung der Reaktivitätstransiente zu unterbinden. Nach Meinung westlicher Experten ist das Sicherheitsniveau dieses Reaktortyps immer noch unzureichend.

Freisetzung von radioaktiven Spaltprodukten:
Die Freisetzung der Spaltprodukte bei diesem Unfall hat schwerwiegende gesundheitliche Schäden bei der Bevölkerung der Sowjetunion verursacht und in der öffentlichen Meinung der europäischen, aber auch der außereuropäischen Staaten wie USA und Japan, zu Befürchtungen in der Bevölkerung geführt.

Im Vergleich zu den üblichen Annahmen für Kernschmelzunfälle der Reaktoren der westlichen Welt war die Dauer der Freisetzung ungewöhnlich. Daher war es anfänglich schwierig, eine genaue Analyse durchzuführen. Der Reaktorkern der Anlage in Tschernobyl Block 4 hatte ein radioaktives Inventar von ungefähr 10^9 Curie [37×10^{18} Bq]. Die sowjetischen Experten haben aufgrund von radiologischen Messungen und einer Mehrzahl von Analysen und Proben, die in einem Umkreis von 30 km durchgeführt wurden, abgeschätzt, daß ungefähr zwischen 30 und 50 Mio. Curie [$1{,}1$ bis $1{,}8 \times 10^{18}$ Bq] aus der Anlage freigesetzt wurden. Dabei wurden die Edelgase Xenon und Krypton nicht berücksichtigt. Die Werte werden mit einer Unsicherheitsnadel von $\pm 50\,\%$ angegeben. Von den flüchtigen Isotopen Jod, Cäsium und Tellur sind ungefähr 10 bis 20 % freigesetzt worden, während von schwerer

Freisetzung von 30 bis 50 Mio. Ci [$1{,}1$ bis $1{,}8 \times 10^{18}$ Bq]

flüchtigen Nukliden wie Barium, Strontium und Plutonium usw. ungefähr 3 bis 6 % freigesetzt wurde. Die Freisetzung der Radionuklide in Tschernobyl erfolgte nicht in einem massiven Ausstoß, sondern dauerte ungefähr 10 Tage. Am ersten Tag erfolgte die größte Freisetzung mit ungefähr 25 %.

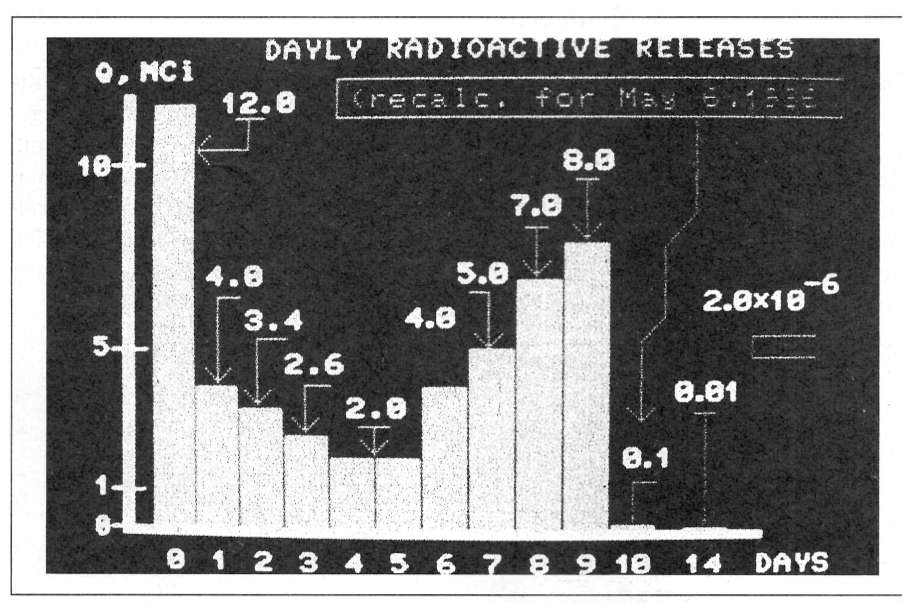


Abbildung 6.15: Tägliche radioaktive Freisetzung des zerstörten Reaktors Tschernobyl-4 (1 MCi = 370×10^{15} Bq).
Quelle: Veröffentlichung der UdSSR am 25.–29. August 1986 in Wien.

radioaktive Freisetzung durch Tschernobyl

Die täglich freigesetzten Spaltprodukte sind in Abbildung 6.15 dargestellt. Bemerkenswert ist, daß es nach einer anfänglichen starken Freisetzung durch die Explosionen während einer Periode von ungefähr 5 Tagen zu einer merklichen Reduktion kam. Erstaunlicherweise stieg dann die Freisetzung wieder an und wurde nach dem 9. Tag abrupt auf einen sehr kleinen Wert vermindert. Die Ursachen für diesen Verlauf sind nicht exakt bekannt. Zum einen kann durch den Abwurf von Abdeckmaterial die Kühlung behindert worden sein und dann zu einer Temperaturerhöhung im Kernbereich geführt haben, andererseits ist es aber auch möglich, daß der Graphitbrand zu Ende ging.

Verteilung radioaktiver Spaltprodukte

Außerhalb der Anlage wurde Brennstoff wie folgt gefunden: Im Bereich der Anlage 0,3 bis 0,5 % des Kerns, in einem Bereich bis zu 20 km weitere 1,5 bis 2 % des Kernmaterials und außerhalb von 20 km ebenfalls zusätzliche 1 bis 1,5 %. Die Verteilung der radioaktiven Spaltprodukte wurde merklich beeinflußt von der ersten Explosion, die das Material in Höhen von bis zu 1,5 km schleuderte. Durch den Brand des Graphits und den dadurch erzeugten thermischen Lift wurde eine Freisetzungshöhe von mehreren 100 m erreicht. Es muß sehr deutlich darauf hingewiesen werden, daß zu erwarten ist, daß weitaus mehr Spaltprodukte aus dem Brennstoff selbst freigesetzt wurden. Es müssen Rückhaltemechanismen durch den Graphit und durch

die abgeworfenen Mengen erfolgt sein, so daß nur ein Teil aus der Anlage freigesetzt worden ist. Dies kann nur durch eine Analyse von Kernteilen ermittelt werden.

Maßnahmen zur Verringerung der radioaktiven Belastung der Umwelt und der Rettungsmannschaften:
Da es bisher keinen Vorgänger für einen derartigen Unfall gegeben hat, hatten die Experten vor Ort zu entscheiden, welche Maßnahmen zur Verringerung der Umwelt- und der Mannschaftsbelastung getroffen werden mußten. Zuerst wurde versucht, unmittelbar nach dem Unfall durch Wassereinspeisung eine gewisse Verringerung der Graphittemperaturfreisetzung zu erreichen. Nach 10 Stunden wurde jedoch die Einspeisung abgestellt, da sich praktisch keine Verringerung ergab. Außerdem floß kontaminiertes Wasser aus der Anlage heraus, so daß die Umwelt weiter belastet wurde.

Tschernobyl
Sarkophag

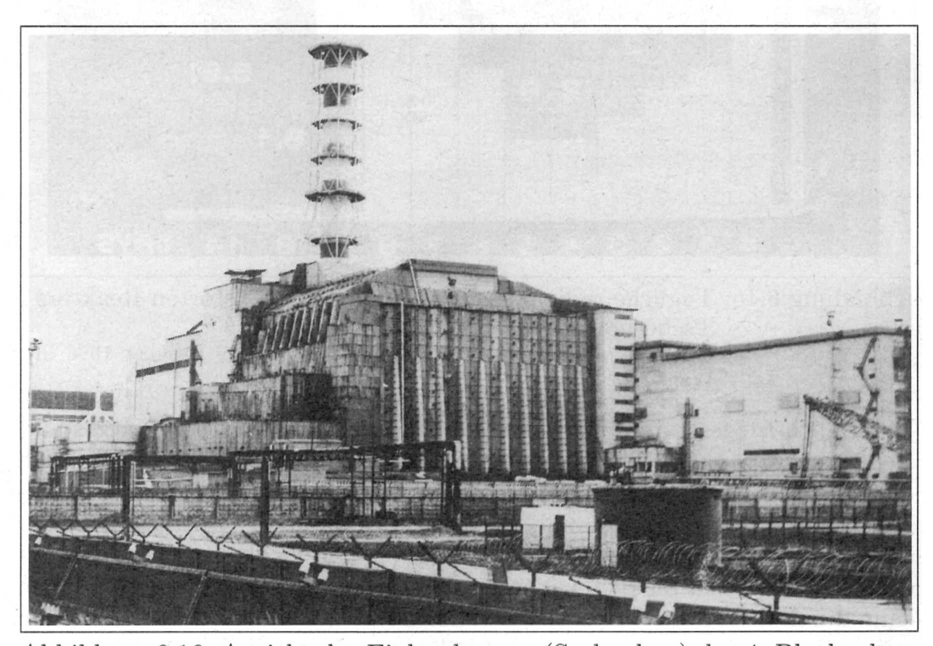


Abbildung 6.16: Ansicht der Einbunkerung (Sarkophag) des 4. Blocks des Kernkraftwerks Tschernobyl.

Bereits am ersten Tag, am Samstag, den 26. April, wurde mit dem Abwurf von Material in den zerstörten Kernbereich begonnen. Im einzelnen wurden abgeworfen 40 t Bor, 800 t Dolomit, 1 800 t Sand und Lehm und 2 400 t Blei.

Materialabwurf

Dieser Abwurf wurde mit Hilfe von über 30 Militärhubschraubern bewerkstelligt. Diese Maßnahmen hatten im einzelnen folgende Aufgaben: Bor zur Verringerung einer Rekritikalität, Dolomit zur Energieabsorption und zur Bildung von CO_2, Sand und Lehm zur Filterung und Abdeckung, Blei zur Abdeckung, Strahlungsabschirmung und ebenfalls zur Energieabsorption. Am 4. oder 5. Mai wurde gasförmiger Stickstoff in die Anlage im unteren

Bereich eingeblasen. Ob dieses oder die zwischenzeitlich teilverbrannte Graphitmenge zur Verringerung der Temperatur geführt hat, ist nicht bekannt. Des weiteren wurde damit begonnen, einen Tunnel zu graben, der unterhalb des Reaktorkerns endete, um eine Betonplatte unterhalb des Reaktorkerns einzubauen. Diesen Überlegungen lagen Befürchtungen zugrunde, daß sich die Schmelze durch den Beton durchfressen könnte. Dies sollte in jedem Falle verhindert werden, da sonst das Grundwasser kontaminiert werden würde.

Evakuierung

Es wurden insgesamt 139 000 Personen evakuiert. Diese Evakuierung erfolgte am Sonntag, den 27. April, nachdem genügend Transportmittel bereitstanden und die entsprechenden Evakuierungswege auf ihre radiologische Belastung hin überprüft und so ausgesucht wurden, daß die Belastung minimal war. In der UdSSR wird davon ausgegangen, daß diese Evakuierung, die ja erst mehr als 24 Stunden nach dem Unfall erfolgte, richtig gewesen ist, da die Freisetzung am 2. Tag wesentlich geringer war als am ersten Tag. Die Bewohner waren (zu spät) aufgefordert worden, in den Häusern zu bleiben; freiwillige Helfer hatten Jodtabletten verteilt.

Ausbreitungsbedingungen:
Aufgrund des Unfalls in Tschernobyl gelangte ein Großteil der radioaktiven Edelgase und der leichtflüchtigen Nuklide Jod und Cäsium sowie in geringerem Maße andere Spaltprodukte, wie z.B. Strontium, in die Atmosphäre. Der im Reaktor herrschende Graphitbrand sowie die Nachwärme ergaben einen solchen Auftrieb, daß die radioaktiven Stoffe in größere Höhen emporstiegen, dort von der Höhenströmung erfaßt und über weite Teile Europas ausgebreitet wurden. Messungen von Vertikalprofilen der Aktivitätskonzentration weisen ein Maximum bei etwa 1 700 m Höhe auf: infolgedessen werden die Windfeldverhältnisse in etwa 1 500 m Höhe, die aus Routinebeobachtungen der Wetterdienste in 12-stündigem Abstand bestimmt werden können, als maßgeblich für den atmosphärischen Transport angesehen.

Ausbreitung der radioaktiven Stoffe

Die radioaktiven Stoffe, die am 26. April 1986 freigesetzt wurden, gelangten vorwiegend in den skandinavischen Raum, da zum damaligen Zeitpunkt der Wind in Richtung Nordwesten vorherrschte. Die Emissionen der ersten Tageshälfte des 27. April zogen zunächst über Polen in Richtung Ostsee, wo sie, bedingt durch ein Zwischenhoch, in südwestliche Richtung umgelenkt wurden. Ab Anfang Mai wurden diese Emissionen etwa auf dem gleichen Weg – jedoch mit 24 Stunden Verzögerung – über Süd- und Westdeutschland geführt, wie die Emissionen, die in der zweiten Tageshälfte des 27. April gestartet wurden (siehe Abbildung 6.17).

Vom 28. April, 0.00 UTC (Universal Time Coordinated) bis zum Mittag des 29. April erfolgte von Tschernobyl aus der atmosphärische Transport nach Osten. Ab 29. April 1986, 12.00 UTC konnten für ca. 1,5 Tage erneut radioaktive Stoffe in Richtung Westeuropa transportiert werden, und zwar über den Balkan und Norditalien hinweg. Dort teilte sich unter Umständen die Aktivitätsfahne und zog in Richtung Mittel- und Süditalien sowie in den südöstlichen Teil der Bundesrepublik Deutschland und weiter nach Norden.

Tschernobyl Ausbreitung der Radioaktivität

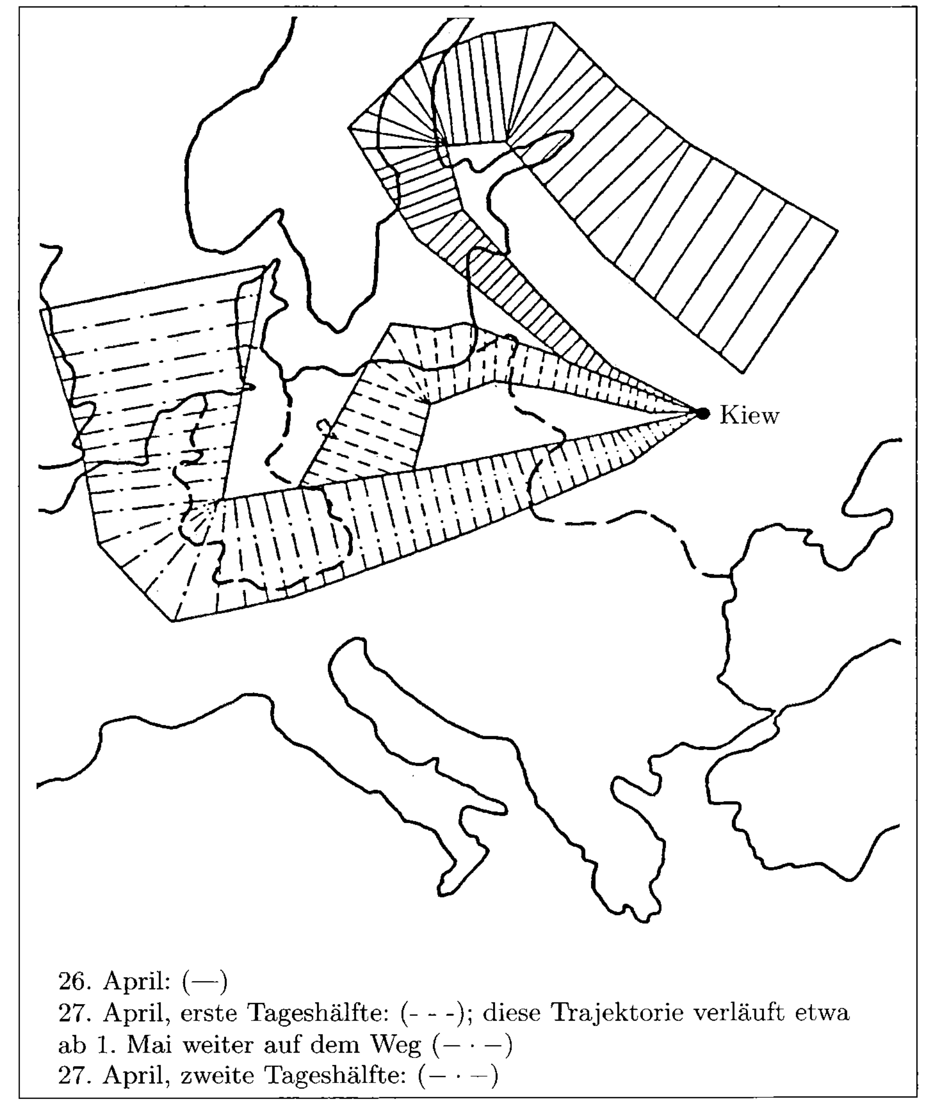
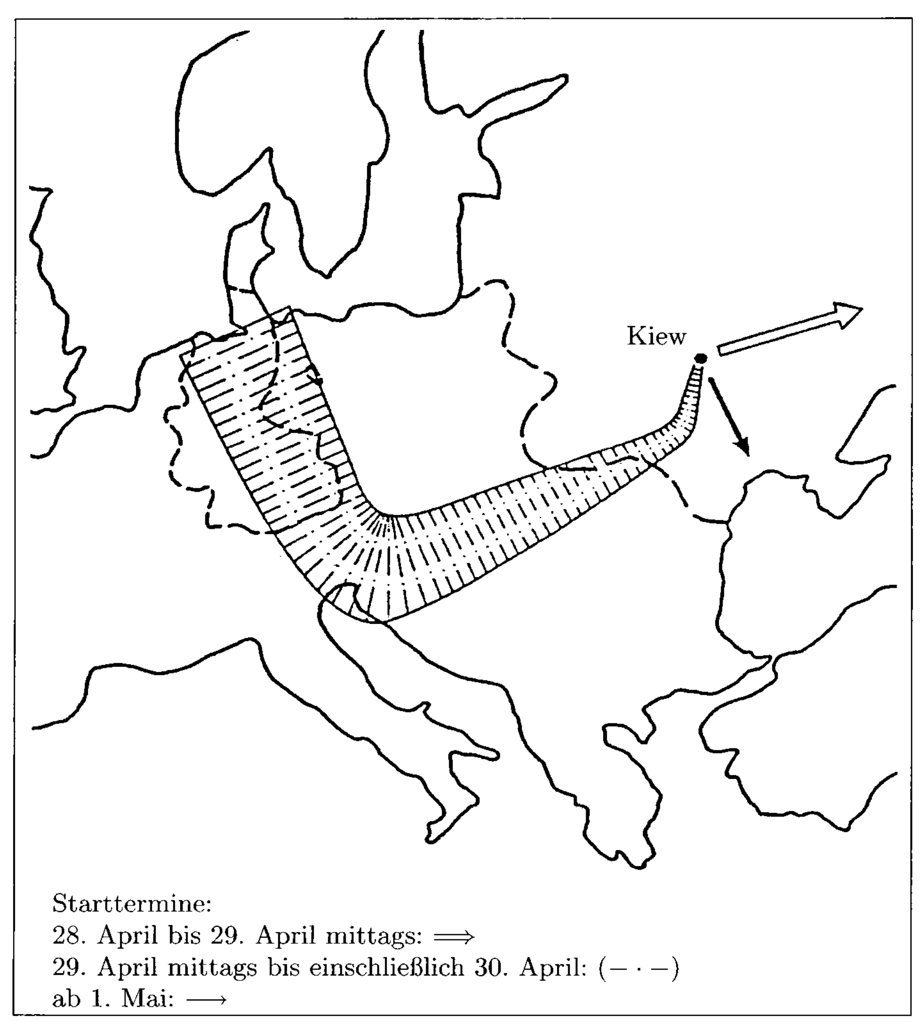


Abbildung 6.17: Angenäherter Trajektorienverlauf in 1 500 m Höhe für die Starttermine.

Ab dem 1. Mai 1986 erfolgte die Ausbreitung zunehmend in südlichere Richtungen (Balkan, Vorderasien; siehe Abbildung 6.18).

Gemessene Konzentration radiaoaktiver Stoffe:
Nach den ersten Radioaktivitätsmessungen in Skandinavien und dem Bekanntwerden der Ereignisse in Tschernobyl startete man in Deutschland ein umfangreiches Meßprogramm.



Tschernobyl Ausbreitung der Radioaktivität

Abbildung 6.18: Angenäherter Trajektorienverlauf für mehrere Starttermine.

Radioaktivität in Deutschland durch Tschernobyl

Die vom Deutschen Wetterdienst kontinuierlich durchgeführten Messungen der Gesamt-Beta-Aktivität der Luft erlauben es, die Radioaktivität der Wolke über Deutschland in ihrem zeitlichen Verlauf zu verfolgen. Abbildung 6.19 zeigt am Beispiel der Stationen München und Aachen den zeitlichen Verlauf der Gesamt-Beta-Aktivität mit zwei im Abstand von etwa 24 Stunden liegenden Maxima. Die Messungen aller Stationen weisen ein deutliches Konzentrationsgefälle von Süden nach Norden aus. Dies wird durch die Messungen der Boden- und Nahrungsmittelkontaminationen bestätigt.

Aspekte des Strahlenschutzes:
Es ist verständlich, daß das Personal der Anlage und die Feuerwehrleute die

Beta-Aktivität in Deutschland durch Tschernobyl

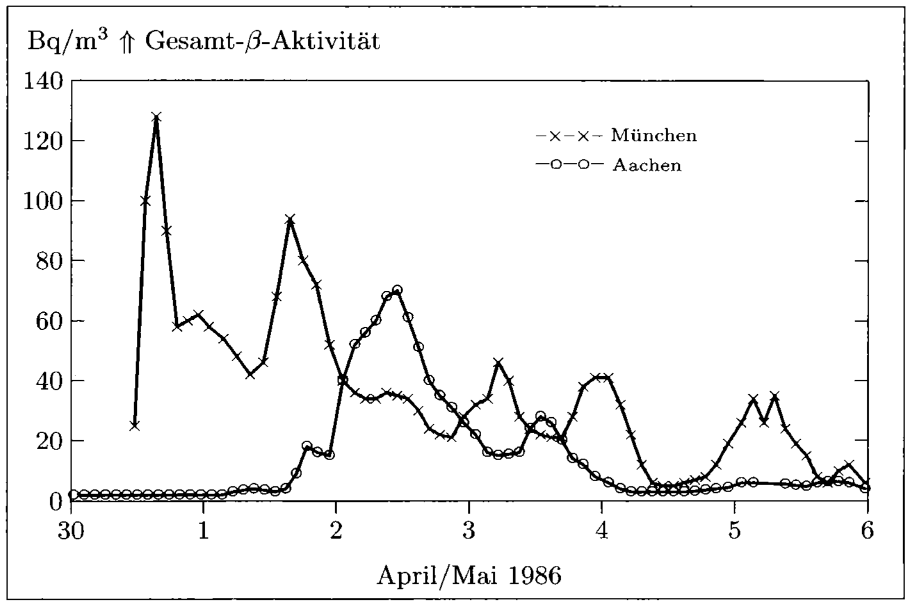


Abbildung 6.19: Zeitlicher Verlauf der Gesamt-Beta-Aktivität in den Gebieten München und Aachen/Jülich.

größte Strahlenbelastung erhielten. Ungefähr 300 Personen wurden in Hospitäler aufgrund von Strahlungsverletzungen und Verbrennungen gebracht. Sie wurden einer Spezialbehandlung unterworfen. Keine Person außerhalb der Anlage wurde in Hospitälern aufgrund von radiologischen Verletzungen behandelt. Die Hauptaufgabe bestand zunächst in der Evakuierung. Als eine Konsequenz aus der Kontamination wurde ein Bereich im Umkreis von 30 km in drei Zonen aufgeteilt. Eine spezielle Zone mit 4 bis 5 km Radius um die Anlage, von der erwartet wird, daß sie für eine übersehbare Zukunft nicht mehr bewohnt werden kann, und eine zweite Zone, die von 5 bis 10 km reichte, von der man annimmt, daß sie später mit Einschränkungen benutzt werden kann, und einen Bereich von 10 bis 30 km um die Anlage, die eine Rückkehr der Bevölkerung möglicherweise nach einiger Zeit erlaubt und in der landwirtschaftliche Bewirtschaftung kontrolliert wieder möglich ist. An den jeweiligen Grenzen dieser Zonen wurden anfänglich Zugangskontrollen durchgeführt. Ein besonderer Aufwand wurde erforderlich, um Material und Flächen zu dekontaminieren. Es wird von sowjetischen Experten immer wieder darauf hingewiesen, daß eine derartige Aufgabe keinesfalls nur auf einem lokalen Level erfolgen kann, sondern nur in Verbindung von einer lokalen mit einer zentralisierten Steuerung.

Dekontaminationsaufwand

Die Freisetzung der Spaltprodukte begann am 26. April und wurde im wesentlichen am 6. Mai beendet. In den ersten Tagen wehte der Wind gen Norden und Nordwest. Am 30. April änderte der Wind die Richtung und wehte in südlicher und östlicher Richtung. Im Zeitraum vom 26. April bis zum 30. Mai fiel kein starker Niederschlag, da Regenwolken, die sich in Rich-

tung dieser Fläche bewegten, z.B. durch Injektion mit Silberjoditkristallen vorzeitig abgeregnet wurden. Die meteorologische Situation und Randbedingungen waren sehr kompliziert. Zum einen durch den sich drehenden Wind, zum anderen durch das künstliche Abregnen von Wolken, so daß sich insgesamt ein sehr komplexes Bild des atmosphärischen Transports und der Ablagerungen am Boden ergibt. Dies gilt sowohl für die UdSSR, aber auch in den übrigen Ländern. In der Gegend um Tschernobyl wurden wie auch in den anderen Bereichen der UdSSR die Kontamination bzw. Konzentration mittels Flugzeugen und durch die Analyse von Bodenproben ermittelt. Die Kollektivdosis durch äußere Strahlung der 135 000 evakuierten Leute wurde abgeschätzt auf ungefähr $1,6 \times 10^6$ manrem [16×10^3 manSv].

Ablagerungen am Boden

Die Dosisbelastung für Individualpersonen war meist weniger als 25 rem, in einigen Fällen erhielten jedoch Personen ca. doppelt so hohe Werte. Die Schilddrüsenbelastung von Individualpersonen durch Inhalation wird mit Werten von unter 30 rem angegeben, obwohl einige Kinder Schilddrüsenbelastungen von bis zu einer Höhe von 250 rem erhalten haben sollen. In den anderen Bereichen der Sowjetunion war die Belastung wesentlich geringer. Für die langzeitige Belastung ist die äußere Strahlung von abgelagerten Spaltprodukten, speziell Cäsium 137 mit einer Halbwertszeit von 30 Jahren und die innere Bestrahlung durch Ingestion von kontaminierter Nahrung und Wasser von besonderer Bedeutung. Jod 131 mit einer Halbwertszeit von 8 Tagen war nur in den ersten Wochen von Bedeutung für die Ingestionsdosis. Die Kollektivdosis für die Bevölkerung in dem europäischen Teil der UdSSR durch äußere Strahlung wird für die nächsten 50 Jahre berechnet mit ungefähr 30×10^6 manrem [300×10^3 manSv]. Aus Erfahrung weiß man, daß die Ingestionsdosis ungefähr die gleiche Größe besitzt.

Schilddrüsenbelastung

Ingestionsdosis

Von besonderer Bedeutung sind die Gesundheitsschäden. Dabei hat man zu unterscheiden zwischen den frühen akuten Schäden und den Spätzeitfolgen. Schwerwiegende frühe Schäden wurden bei 203 Personen festgestellt. Im Gegensatz zur bisherigen Erfahrung und Wissenstand wurde festgestellt, daß insbesondere die schweren Hautverbrennungen aus einer Beta- und Gamma-Strahlung zu schweren Schäden geführt haben. Bei den bisher 29 Frühtoten bis Ende Juli 1986 waren die Verbrennungen die Hauptursache für den Tod. Es hat sich aber ebenfalls herausgestellt, daß die mit vielen Lorbeeren bedachte Rückenmarkstransplantation sich bei weitem nicht so effektiv erwiesen hat, wie man bisher angenommen hat. Die Dosisbelastung der evakuierten Bevölkerung hat keine Werte erreicht, die eine Behandlung in Hospitälern zur Folge haben mußte. Im Gegensatz zu den frühen nichtstochastischen Effekten spielt für die Bewertung der Spätfolgen die Wahrscheinlichkeit eines Eintritts eine Rolle. Eine vollständige Bewertung der späteren Folgen kann wenige Monate nach dem Unfall noch nicht gegeben werden.

Hautverbrennungen

Kann ein derartiger Unfall auch in deutschen Leichtwasserreaktoren auftreten?

Eine kurze Antwort wurde lauten: Nein, da hochenergetische Leistungsex-

kursionen durch die Auslegung ausgeschlossen sind. Eine detaillierte Analyse muß natürlich die verschiedenen Aspekte

- Auslegung
- Betrieb
- physikalischer Ablauf eines Kernschmelzunfalles berücksichtigen.

Auf einige wenige Gesichtspunkte soll nachstehend eingegangen werden.

Vergleich mit deutschen LWR

Bei der Auslegung deutscher Leichtwasserreaktoren wird sicher verhindert, daß Leistungsexkursionen, die die Integrität der druckführenden Umschließung beeinträchtigen können, auftreten. Dies gilt insbesondere für über-prompt kritische Leistungsanstiege.

Durch den höheren Automatisierungsgrad wird beim Betrieb eines deutschen Kernkraftwerks eine wesentlich höhere Sicherheit als beim Betrieb von RBMK-Reaktoren erreicht. Es ist bei deutschen Reaktoren auch nicht möglich, durch Eingriffe des Operateurs die Schnellabschaltung außer Betrieb zu setzen. Eine Fehlhandlung des Operateurs kann ebenfalls nicht zu einem Kernschmelzen führen.

Kernschmelzunfall

Die physikalischen Abläufe eines postulierten Kernschmelzunfalls unterscheiden sich bei RBMK- und deutschen Leichtwasserreaktoren beträchtlich voneinander. Rechnungen, aber auch die Kernzerstörungsphase in TMI haben gezeigt, daß Zeiten im Stundenbereich notwendig sind, um den Kern zu schmelzen. Im Gegensatz dazu werden bei Leistungsexkursionen beträchtliche Energien (bis zu mehreren Hundertfachen der Nennleistung) im Sekundenbereich freigesetzt. Dies bedeutet aber auch, daß Handeingriffe bei Leistungsexkursionen praktisch unmöglich sind, während diese bei Vorgängen im Stundenbereich möglich und wahrscheinlich sind.

Entscheidend für eine Freisetzung von Spaltprodukten in die Umgebung sind neben der Freisetzung aus dem Brennstoff die Rückhaltung innerhalb eines Sicherheitsbehälters oder des umgebenden Gebäudes. Alle Experimente und Studien haben aufgezeigt, daß immer nur ein Teil des im Brennstoff enthaltenen Inventars freigesetzt wird. Beim Unfall in Tschernobyl bestand durch die Zerstörung der druckführenden Umschließung und auch des Gebäudes ein unmittelbarer Zugang zur Umgebung. Glücklicherweise haben die sowjetischen Experten aktive Gegenmaßnahmen gegen eine Freisetzung (z.B. durch Abdeckung mit Material) ergriffen, so daß eine noch größere Freisetzung von Spaltprodukten verhindert wurde.

Der Graphitbrand in Tschernobyl hat zu einer langanhaltenden (10tägigen) Freisetzung von Spaltprodukten geführt. In postulierten Kernschmelzszenarien deutscher Reaktoren würde durch eine Abkühlung in Wasser oder durch die Beton/Schmelze-Wechselwirkung die Temperatur innerhalb weniger Stunden so weit absinken, daß eine weitere Freisetzung von radioaktiven Spaltprodukten wirksam unterbunden wird. Damit wird auch nur ein geringer Teil des im Brennstoff enthaltenen Inventars freigesetzt.

Zusammenfassend läßt sich erneut begründet feststellen, daß ein Unfall wie in Tschernobyl in deutschen Leichtwasserreaktoren nicht auftreten kann.

Zum einen verhindert die Auslegung das Auftreten von Leistungsexkursionen, und zum anderen kann ein Operateur eine Schnellabschaltung nicht verhindern oder durch eine Fehlhandlung ein Kernschmelzen verursachen.

6.2.4.4 Konzeption und Ziele des anlageninternen Notfallschutzes in LWR Anlagen

Unter anlageninternem Notfallschutz wird hier die Gesamtheit aller geplanten Vorgehensweisen und vorbereiteten Maßnahmen verstanden, die in einem Kernkraftwerk ergriffen werden können, um auslegungsgemäß nicht vorgesehene bzw. nicht auslegungsgemäß beherrschte unfallträchtige Ereignisabläufe oder Anlagenzustände möglichst frühzeitig zu erkennen, unter Kontrolle zu bringen und mit möglichst geringem Schaden innerhalb und außerhalb der Anlage zu beenden.

International wird der Begriff »Accident Management« (AM)[40] verwendet. Der deutsche Begriff »anlageninterner Notfallschutz« macht die zugrundeliegende Zielsetzung deutlicher. Es kann und darf nicht darum gehen, unzureichende sicherheitstechnische Vorsorge durch administrative Maßnahmen zu kompensieren. Grundgedanke des anlageninternen Notfallschutzes ist es vielmehr, auch noch solche Fälle, in denen bisher Maßnahmen aufgrund der Vorsorge für den Katastrophenschutz, aufgrund des Strahlenschutzvorsorgegesetzes oder für den Schadensausgleich hätten getroffen werden müssen, im Vorfeld durch anlageninterne Maßnahmen aufzufangen. Die anlagenextern vorgehaltenen Maßnahmen sollen damit entlastet aber keinesfalls ersetzt werden.

anlageninterner Notfallschutz

Zur Bereitstellung der wissenschaftlich-technischen Grundlagen für die Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes sind seitens des BMU bzw. seines Vorgängers BMI seit Anfang der 80er Jahre umfangreiche Untersuchungen zu Sicherheitsreserven der Kernkraftwerke und zur Beeinflussung von Unfallabläufen durchgeführt worden. Hierbei wurden insbesondere auch die Vorhaben der Reaktorsicherheitsforschung des BMFT und insbesondere die deutsche Risikovorsorge-Untersuchung Phase A und Phase B herangezogen.

deutsche Risikovorsorge-Untersuchung

Gleichzeitig erfolgte auf diesen Gebieten eine enge Zusammenarbeit mit anderen Staaten, speziell mit Frankreich, Schweden und den USA.

Voraussetzung für AM ist die Erarbeitung eines möglichst vollständigen Systems von Schutzzielen. Beispiel für die grundlegenden Schutzziele beim Druckwasserreaktor sind:

1. Kontrolle der Energiefreisetzung aus dem Reaktorkern (Abschaltung, Unterkritikalität);
2. Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkern:
   - Kontrolle des Kühlmittelinventars,
   - primärseitiger Wärmetransport,
   - Dampferzeugerbespeisung,

[40] Die Abkürzung AM wird der Einfachheit halber nachfolgend benutzt.

- sekundärseitige Wärmesenke,
- primärseitige Druckführung;

3. Aktivitätsrückhaltung.

Nachstehend sind einige Beispiele für AM für den DWR aufgeführt:

Kernkühlung:
Durch die Nachwärme wird Minuten nach Vollastbetrieb 40 bis 20 kg/s Wasser verdampft. Dieses ist zu ersetzen. Dies könnte zum einen durch ein zusätzliches Hochdruck-Einspeisesystem erfolgen oder – besser – durch Nutzung vorhandener Systeme. Im Niederdruckbereich stehen mehr Systeme als im Hochdruckbereich zur Verfügung. Daher ist entweder sekundärseitig oder primärseitig der Druck mittels vorhandener Ventile abzusenken; die sekundärseitige Druckabsenkung ist die prioritäre AM-Maßnahme. Wäre diese preventive Maßnahme mit Wassereinspeisung nicht erfolgreich, hat die Druckabsenkung bei Auftreten von Kernschmelze den Vorteil, daß der Reaktordruckbehälter nicht unter Betriebsdruck sondern bei einem wesentlich geringeren Druck versagt. Dies schützt die Integrität des Sicherheitsbehälters.

sekundär- und primärseitige Druckentlastung

Langzeit-Überdruckversagen des Sicherheitsbehälters:
Durch die Nachzerfallswärme entsteht Dampf, der im Laufe von Tagen einen Druckaufbau bewirkt, der bei Warten beträchtlich oberhalb des Auslegungswertes die Integrität des Sicherheitsbehälters gefährdet. Dann wird eine Druckentlastung des Sicherheitsbehälters eingeleitet – eine derzeit in allen deutschen Kernkraftwerken eingebaute AM-Maßnahme. Ein ebenfalls in die Druckentlastungsleitung eingebautes Filter bewirkt zusätzlich eine Minimierung der Spaltproduktfreisetzung.

Druckentlastung des Sicherheitsbehälters

Weitere Maßnahmen sind z.B. der Einbau von Anschlüssen für eine manuelle Wassereinspeisung durch die Feuerwehr in die Sekundärseite der Dampferzeuger von DWR oder die Filterung der Wartenzuluft, um einen Aufenthalt von Wartenpersonal zu ermöglichen.

Es herrscht Übereinstimmung, daß preventive Maßnahmen zur Verhinderung von auslegungsüberschreitenden Zuständen Priorität vor mitigativen Maßnahmen zur Verringerung der Folgen von derartigen Zuständen haben.

Die Wirksamkeit der AM-Maßnahmen ist von mehreren Faktoren abhängig, wie z.B.:

- den verfügbaren Systemen,
- der zur Verfügung stehenden Zeit,
- dem Automatisierungsgrad,
- der Unterstützung des Wartenpersonals durch Diagnosesysteme,
- den Entscheidungspfaden,
- dem Training der Maßnahmen,
- der Betriebserfahrung,
- der Genauigkeit der Rechenhilfsmittel.

Die Umsetzung der Planung von AM-Maßnahmen und die Einführung in den Kernkraftwerken erfolgt auf der Grundlage eines gesonderten Notfallhandbuches. Eine Trennung des Notfallhandbuches vom Betriebshandbuch ist insbesondere aus den beiden folgenden Gründen notwendig:

1. Das Betriebshandbuch ist Teil der Betriebsgenehmigung und notwendige Voraussetzung für den sicheren Anlagenbetrieb. Demgegenüber dient das Notfallhandbuch als Entscheidungs- und Handlungsgrundlage im Notfall.

Betriebshandbuch

2. Im Notfallhandbuch sind Maßnahmen vorgesehen, die im Widerspruch zu den Vorschriften des Betriebshandbuches stehen und nur dann zulässig sind, wenn es die Not gebietet. Für solche Fälle sind besondere organisatorische und Kompetenzregelungen notwendig, die von den Vorschriften des Betriebshandbuches abweichen.

Notfallhandbuch

6.2.5 Überlegungen zu Anforderungen an zukünftige Reaktorsysteme

Die Anlagen zur nuklearen Energieerzeugung haben sich in den westlichen Ländern bewährt; die Verfügbarkeit aber auch die Ausgewogenheit des Sicherheitskonzepts haben sich fortlaufend verbessert. Die Diskussion über die Weiterentwicklung der Sicherheitstechnik für zukünftige Kernkraftwerke steht jedoch immer noch unter dem Einfluß des Unfalls in Tschernobyl, obwohl unter technischen Gesichtspunkten ein Zusammenhang zwischen Tschernobyl und westlicher Reaktortechnik abwegig ist. Dieser Unfall war durch drastische Defizite in der Sicherheitstechnik und der Betriebsführung des Reaktors bedingt. Andererseits ist der Ausbau der Kernenergie in vielen Ländern – auch in Deutschland – durch eine Sorge der Bevölkerung – und einiger Parteien – um die Risiken der Kernenergie weitgehend zum Stillstand gekommen.

Weiterentwicklung Sicherheitstechnik

Verschiedene Hersteller von Kernkraftwerken haben es sich daher zum Ziel gesetzt, Reaktoren mit einem erhöhten Sicherheitslevel zu entwickeln. Entsprechend dem Grad des Entwicklungsfortschritts werden die neuen Konzepte in drei Gruppen eingeteilt, wobei die Grenze nicht immer deutlich ist:

1. Evolutionäre Konzepte;
2. Evolutionäre Konzepte mit vermehrt passiven Sicherheitsfunktionen;
3. Innovative Konzepte.

Der Schwerpunkt der Arbeiten für neue Konzepte konzentriert sich auf die Gruppen 2 und 3, wobei Konzepte der Gruppe 2 mehr für die »nahe Zukunft« und innovative Konzepte mehr für die »ferne Zukunft« Anwendung finden werden. Bei allen Konzepten der Gruppen 2 und 3 werden einige bisher aktive Sicherheitsfunktionen durch passive Sicherheitsfunktionen ersetzt.

Charakteristische Sicherheitseigenschaften neuer Konzepte sind eine Reduzierung der Eintrittshäufigkeit auslegungsüberschreitender Ereignisse

(z.B. Kernschmelzen) und eine mehr oder minder verbesserte Schadensbegrenzung bei auslegungsüberschreitenden Ereignissen (z.B. einen Sicherheitsbehälter, der den Belastungen aus Vorgängen mit Kernschmelzen standhält).

Anforderungen an zukünftige Reaktorkonzepte

Anforderungen an zukünftige Reaktorkonzepte wurden bisher im wesentlichen von den amerikanischen Betreibern im Rahmen der Arbeiten des *Electric Power Research Institute* (EPRI) formuliert; die Konzepte von Westinghouse (AP 600) und General Electric (SBWR) sollen ca. 1995/96 von der amerikanischen *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) eine Konzeptgenehmigung erhalten. Die weltweit höchsten gesetzlichen Sicherheitsanforderungen gelten seit Mitte 1994 in Deutschland; im sogenannten Artikelgesetz (Änderung des Art. 4 des Atomgesetzes) steht:

Artikelgesetz

> »Bei Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen, die der Erzeugung von Elektrizität dienen, gilt Absatz 2 Nr. 3 mit der Maßgabe, daß zur weiteren Vorsorge gegen Risiken für die Allgemeinheit die Genehmigung nur erteilt werden darf, wenn auf Grund der Beschaffenheit und des Betriebs der Anlage auch Ereignisse, deren Eintritt durch die zutreffende Vorsorge gegen Schäden praktisch ausgeschlossen ist, einschneidende Maßnahmen zum Schutz vor der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen außerhalb des abgeschlossenen Geländes der Anlage nicht erforderlich machen würden; die bei der Auslegung der Anlage zugrunde zu legenden Ereignisse sind in Leitlinien näher zu bestimmen, die das für die kerntechnische Sicherheit und den Strahlenschutz zuständige Bundesministerium nach Anhörung der zuständigen obersten Landesbehörden im Bundesanzeiger veröffentlicht. Satz 1 gilt nicht für die Errichtung und den Betrieb von Anlagen, für die bis zum 31. Dezember 1993 eine Genehmigung oder Teilgenehmigung erteilt worden ist, sowie für wesentliche Veränderungen dieser Anlagen oder ihres Betriebes.«

Beispiele für Reaktorkonzepte der zweiten Gruppe sind z.B.:

- AP 600 von Westinghouse mit einem DWR von 600 MWe,
- SBWR von General Electric mit einem SWR von 600 MWe,
- ein SWR von Siemens mit einer Leistung von 600 bis 1 000 MWe,
- der 1 500 MWe DWR (EPR) von NPI.

Beispiele für Reaktorkonzepte der dritten Gruppe sind z.B.:

- PIUS von ABB/ASEA mit einer Leistung von 640 MWe,
- SIR (britisch/amerikanisches Konsortium) mit einem DWR von 320 MWe,
- Konzepte mit Modul-Hochtemperaturreaktoren.

Zwei nicht unmittelbar die Sicherheit betreffende Forderungen sind die nach einer 60-jährigen Betriebszeit und einer ein- bis zweistufigen Genehmigung bis zum Betrieb der Anlage. Mit den ersten Konzeptgenehmigungen ist in der zweiten Hälfte der 90er Jahre zu rechnen.

6.2.6 Risikoanalysen/ Probabilistische Sicherheitsanalysen

Bearbeitet von Klaus Köberlein

6.2.6.1 Zielsetzung von Risikoanalysen

Durch das Versagen technischer Systeme können nicht nur wirtschaftliche Schäden, sondern auch Gefahren für Mensch und Umwelt verursacht werden. Dies gilt besonders für großtechnische Anlagen, in denen sich meist ein erhebliches Gefährdungspotential konzentriert. Durch Sicherheitsvorkehrungen ist dafür zu sorgen, daß die tatsächlichen Gefahren auf das unvermeidbare Minimum begrenzt werden.

Gefährdungspotential

Bei Kernkraftwerken besteht das wesentliche und typische Gefährdungspotential in den großen Mengen an radioaktiven Stoffen (Radionuklide), die sich bei der Spaltung des nuklearen Brennstoffs im Reaktorkern ansammeln. Die Anlagen werden daher so konzipiert, daß die Radionuklide durch mehrere Barrieren eingeschlossen sind. Die Barrieren werden durch mehrfach gestaffelte sicherheitstechnische Einrichtungen und Maßnahmen gegen Beschädigung durch anlageninterne oder anlagenexterne Ursachen geschützt. Dieses Sicherheitskonzept trägt der Tatsache Rechnung, daß eine »Null-Fehler-Technologie« prinzipiell unerreichbar ist. Daher werden Fehler von Mensch und Technik bewußt unterstellt, und es wird dafür gesorgt, daß solche Fehler durch die Sicherheitssysteme beherrscht werden und nicht zur Freisetzung von Radionukliden in gefährlichen Umfang führen.

gestaffelte Sicherheitseinrichtungen

Fehlerbeherrschung

Die mehr als 30jährige Erfahrung mit dem Betrieb von Kernkraftwerken zeigt, daß durch dieses Konzept – sofern es konsequent angewandt wird – ein hohes Maß an Sicherheit erreicht wird.

Andererseits erlaubt es die Erfahrung nicht, unmittelbar eine befriedigende Aussage über das Risiko abzuleiten, das trotz umfangreicher Sicherheitsvorkehrungen bei Kernkraftwerken – wie im Prinzip bei allen technischen Systemen – verbleibt.

Risiken sind in vielen Fällen dadurch gekennzeichnet, daß Schäden relativ häufig auftreten, das Schadensausmaß im Einzelfall aber gering ist. Dagegen ist es für das Risiko durch Störfälle in Kernkraftwerken charakteristisch, daß einerseits Schäden nur sehr selten zu erwarten sind, andererseits aber auch Schäden sehr großen Umfangs nicht völlig ausgeschlossen werden können.

Derartige Risiken können im allgemeinen nicht empirisch, sondern nur auf analytischem Weg durch eine »Hochrechnung« abgeschätzt werden. Zu diesem Zweck ist von der empirisch bekannten oder abschätzbaren Wahrscheinlichkeit für das Versagen der Systemkomponenten auf die nicht direkt ermittelbare Wahrscheinlichkeit für das Versagen des Gesamtsystems zu schließen. Außerdem müssen die (internen und gegebenenfalls auch externen) Folgen des Systemausfalls analytisch ermittelt werden.

PRA: probabilistische Risikoanalysen

Derartige Untersuchungen werden als »Probabilistische Risikoanalysen« (PRA) bezeichnet. Neben der Abschätzung von Risiken erlauben probabilistische Analysen in Ergänzung der »klassischen« Ingenieurmethoden

eine Beurteilung der technischen Sicherheit. Die übliche Vorgehensweise ist es, Systeme »nach menschlichem Ermessen sicher« zu machen. Durch detaillierte Analyse der – dennoch verbleibenden – Versagensmöglichkeiten, wie sie für probabilistische Risikoanalysen durchzuführen ist, lassen sich Ansatzpunkte für Verbesserungen über das erreichte Sicherheitsniveau hinaus erkennen. Solche Untersuchungen, die sich auf die Beurteilung und Verbesserung der technischen Sicherheit konzentrieren, werden als »Probabilistische Sicherheitsanalysen« (PSA) bezeichnet.

PSA: probabilistische Sicherheitsanalyse

6.2.6.2 Von der Zuverlässigkeitsanalyse über »Risikostudien« zur Probabilistischen Sicherheitsanalyse

Zuverlässigkeitsanalyse:

Zuverlässigkeits-analysen

In einigen Bereichen der Technik wird seit langem die Funktionssicherheit komplexer Systeme unter expliziter Verwendung von Wahrscheinlichkeiten (»probabilistisch«) bewertet. Hierzu werden Zuverlässigkeitsanalysen durchgeführt, um Versagenswahrscheinlichkeiten auf theoretischem Wege zu ermitteln, bevor dies empirisch – aufgrund tatsächlicher Systemausfälle – möglich ist. Auch bei Kernkraftwerken ist es seit Jahrzehnten Praxis, bei der Auslegung und im Genehmigungsverfahren Zuverlässigkeitsanalysen für Sicherheitssysteme durchzuführen.

Fehlerbaumanalyse

Zu diesem Zweck wird vor allem die Methode der »Fehlerbaumanalyse« angewendet. Für die Fehlerbaumanalyse ist das Zusammenwirken der einzelnen Komponenten im System zu untersuchen. In einer logischen Struktur – dem Fehlerbaum – wird dargestellt, welche Kombinationen von Komponentenausfällen zum Systemausfall führen. Aus den Versagenswahrscheinlichkeiten der Komponenten kann dann – entsprechend der logischen Struktur des Fehlerbaums – auf die Versagenswahrscheinlichkeit des Systems »hochgerechnet« werden.

Auch für sehr zuverlässige Systeme, bei denen noch kein Ausfall aufgetreten ist, läßt sich auf diese Weise nach relativ kurzer Betriebsdauer (oder sogar vor Inbetriebnahme) eine Versagenswahrscheinlichkeit ermitteln, sofern die Versagenswahrscheinlichkeiten der eingesetzten Komponenten entweder empirisch bekannt sind oder hinreichend verläßlich geschätzt werden können.

Risikostudien:

Ausgelöst durch die öffentlichen Diskussionen über die großtechnische Nutzung der Kernenergie und die mit ihr verbundenen Risiken wurde seit Anfang der siebziger Jahre versucht, diese Risiken auf analytischem Wege abzuschätzen.

Rasmussen-Studie

Die erste umfassende Analyse des Risikos durch Störfälle in Kernkraftwerken wurde im Oktober 1975 in den USA veröffentlicht[41]. Die (nach ihrem fachlichen Leiter auch als »Rasmussen-Studie« bezeichnete) Analyse

[41] USNRC: *Reactor Safety Study – An Assessment of Accident Risks in US Commercial Nuclear Power Plants*, WASH-1400, NUREG-75/014, October 1975.

kam zum Ergebnis, daß das Risiko durch Störfälle in Kernkraftwerken wesentlich geringer ist als andere – natürliche und zivilisatorische – Risiken.

In der Bundesrepublik Deutschland wurde 1976 mit der »Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke« begonnen. Im Auftrag des Bundesminister für Forschung und Technologie (BMFT) wurden in der Phase A dieser Studie die Methoden der Rasmussen-Studie auf deutsche Anlagen- und Standortverhältnisse übertragen. Die Ergebnisse wurden 1979 veröffentlicht[42].

Deutsche Risikostudie

In einer Risikostudie sind neben den Wahrscheinlichkeiten für das Versagen von Systemen auch die Konsequenzen des Versagens zu ermitteln. Zu diesem Zweck wird die Fehlerbaumanalyse mit der Ereignisablaufanalyse kombiniert.

Ein Ereignisablaufdiagramm stellt in strukturierter Form dar, welche Abläufe sich aus einem »auslösenden Ereignis« ergeben können, je nachdem ob die zur Störfallbeherrschung vorhandenen Sicherheitssysteme planmäßig arbeiten oder ob sie versagen. Aus der Eintrittshäufigkeit des auslösenden Ereignisses und den – meist durch Fehlerbaumanalysen ermittelten – Versagenswahrscheinlichkeiten der Sicherheitseinrichtungen ergibt sich dann die Eintrittshäufigkeit der unterschiedlichen Abläufe.

Ereignisablaufanalyse

Bei der Risikoermittlung für Kernkraftwerke sind vor allem solche Abläufe von Interesse, bei denen ein Schmelzen des Reaktorkerns zu befürchten wäre. Im ersten Schritt einer Risikostudie wird daher mit Hilfe von Ereignisablauf- und Fehlerbaumanalysen die (zu erwartende) Häufigkeit für ein Schmelzen des Reaktorkerns ermittelt. Im zweiten Schritt ist zu untersuchen, mit welcher Wahrscheinlichkeit – nach einem Kernschmelzen – der Sicherheitsbehälter versagt und in welchem Ausmaß dann Radionuklide in die Umgebung freigesetzt werden können. Schließlich sind im dritten Schritt Ausmaß und Wahrscheinlichkeit der Schadensfolgen in der Umgebung zu ermitteln.

Kernschmelzunfall

Von Risikostudien wurde erhofft, daß sie objektive Aussagen zum Risiko der Kernenergie-Nutzung liefern und damit in der kontroversen öffentlichen Diskussion über dieses Thema eine entscheidende Rolle spielen können.

Diese Erwartung hat sich allerdings nur zum Teil erfüllt. Zum einen wurde immer wieder bezweifelt, ob die Ergebnisse von Risikostudien ausreichend belastbar seien. Argumente für solche Zweifel wurden von K. Köberlein[43] diskutiert. Zum anderen hat es sich als kaum möglich erwiesen, allgemein akzeptierte Vergleichsmaßstäbe für die ermittelten Risiken zu finden.

Probabilistische Sicherheitsanalyse:
Gleichzeitig zeigte sich jedoch, daß die in Risikostudien angewendeten Methoden der Ereignisablauf- und Fehlerbaumanalyse geeignet sind, die nach den üblichen – deterministischen – Sicherheitsanforderungen ausgelegten Systeme zu überprüfen und zu optimieren. So führte bereits die Phase A der

[42] BMFT: *Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke – Eine Untersuchung zu dem durch Störfälle in Kernkraftwerken verursachten Risiko*, Köln 1979.
[43] K. Köberlein: *Möglichkeiten und Grenzen probabilistischer Sicherheitsanalysen für Kernkraftwerke*, in: *15. GRS-Fachgespräch – Tagungsbericht*, GRS-89, Februar 1992.

systemtechnische Verbesserungen

»Deutschen Risikostudie« bei der untersuchten Anlage – als »Nebeneffekt« der Risikoermittlung – zu zahlreichen systemtechnischen Verbesserungen.

Die Erkenntnisse ergeben sich ganz überwiegend aus dem ersten Schritt der Risikostudie, der die Eintrittshäufigkeit für Kernschäden ermittelt. Für diesen Teil der Untersuchungen – manchmal ergänzt durch Untersuchungen zum Verhalten des Sicherheitsbehälters bei einem Kernschmelzen – hat sich die Bezeichnung »Probabilistische Sicherheitsanalyse« (PSA) eingebürgert.

PSA

Die PSA hat sich in den letzten Jahren in fast allen Ländern, die Kernkraftwerke betreiben, mehr und mehr auch als Bestandteil des Genehmigungs- und Aufsichtsverfahrens für Kernkraftwerke etabliert. In Deutschland hat der Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) 1988 auf Empfehlung der Reaktorsicherheitskommission (RSK) festgelegt, daß für alle deutschen Kernkraftwerke im Rahmen einer alle zehn Jahre geforderten »Periodischen Sicherheitsüberprüfung« auch eine PSA durchzuführen ist.

periodische Sicherheitsüberprüfung

6.2.6.3 Deutsche Risikostudie KKW, Phase B

Die Phase B der »Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke« wurde 1989 abgeschlossen[44,45]. Wie in der Phase A wurden die anlagentechnischen Untersuchungen für das Kernkraftwerk Biblis B (Druckwasserreaktor mit ca. 1 300 MWe) durchgeführt. In Phase B wurden keine erneuten Berechnungen zu möglichen Unfallfolgen außerhalb der Anlage vorgenommen. Im folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse der Phase B zusammengefaßt und zum Teil mit Ergebnissen der Phase A verglichen.

KKW Biblis B

Auslösende Ereignisse:
Fehlfunktionen und Schäden an Komponenten, die einen Störfall auslösen und den Einsatz von Sicherheitssystemen erforderlich machen, werden als »auslösende Ereignisse« bezeichnet. Tabelle 6.6 zeigt die in der Studie untersuchten auslösenden Ereignisse mit den jeweiligen Eintrittshäufigkeiten. Diese können nur zum Teil aus der Betriebserfahrung mit der untersuchten Anlage abgeleitet werden. In den meisten Fällen muß die Betriebserfahrung mit anderen (deutschen und ausländischen) Anlagen mit einbezogen werden. Bei sehr unwahrscheinlichen Ereignissen (z.B. großes Leck an einer Hauptkühlmittel- oder Frischdampfleitung) müssen theoretische Analysen und Schätzwerte verwendet werden.

Es ist weder möglich noch notwendig, alle denkbaren auslösenden Ereignisse im einzelnen zu analysieren. Für die Zwecke einer probabilistischen Sicherheitsanalyse kann die praktisch unüberschaubare Zahl ähnlicher Ereignisse durch eine begrenzte Zahl repräsentativer auslösender Ereignisse erfaßt werden.

[44] GRS: *Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke, Phase B*, Köln 1990.
[45] GRS: *Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke, Phase B. Eine zusammenfassende Darstellung*, GRS-72, Juni 1989.

Tabelle 6.6: Auslösende Ereignisse und ihre Eintrittshäufigkeiten

Art des auslösenden Ereignisses		Häufigkeit pro Jahr
Leck in einer Hauptkühlmittelleitung		
Großes/mittleres Leck	($> 200\,cm^2$)	$< 10^{-7}$
kleines Leck 1	($80 - 200\,cm^2$)	$9,0 \cdot 10^{-5}$
kleines Leck 2	($50 - 80\,cm^2$)	$7,5 \cdot 10^{-5}$
kleines Leck 3	($25 - 50\,cm^2$)	$7,5 \cdot 10^{-5}$
kleines Leck 4	($12 - 25\,cm^2$)	$1,4 \cdot 10^{-4}$
kleines Leck 5	($2 - 12\,cm^2$)	$2,8 \cdot 10^{-3}$
Kleines Leck am Druckhalter		
bei Ausfall Hauptspeisewasser	($20\,cm^2$)	$3,2 \cdot 10^{-5}$
bei Ausfall Hauptwärmesenke	($20\,cm^2$)	$3,3 \cdot 10^{-5}$
bei anderen Transienten	($20\,cm^2$)	$1,2 \cdot 10^{-4}$
bei Fehlöffnen Sicherheitsventil	($40\,cm^2$)	$8,5 \cdot 10^{-4}$
Primärleitungsleck im Ringraum		$< 10^{-7}$
Dampferzeugerheizrohrleck		
zwei Heizrohre	($6 - 12\,cm^2$)	$1,0 \cdot 10^{-5}$
ein Heizrohr	($1 - 6\,cm^2$)	$6,5 \cdot 10^{-3}$
Transienten		
Notstromausfall		0,13
Ausfall Hauptspeisewasser ohne Ausfall Hauptwärmesenke		0,15
Ausfall Hauptspeisewasser und Ausfall Hauptwärmesenke		0,29
Ausfall Hauptwärmesenke ohne Ausfall Hauptspeisewasser		0,36
Leck in der Frischdampfleitung		
großes Leck innerhalb des Sicherheitsbehälters		$1,6 \cdot 10^{-4}$
großes Leck außerhalb des Sicherheitsbehälters		$4,8 \cdot 10^{-4}$
mittleres Leck innerhalb des Sicherheitsbehälters		$2,7 \cdot 10^{-5}$
mittleres Leck außerhalb des Sicherheitsbehälters		$1,1 \cdot 10^{-4}$
Transienten mit Versagen der Reaktorschnellabschaltung (ATWS)		
bei Ausfall Hauptspeisewasser		$4,7 \cdot 10^{-6}$
beim Notstromfall		$3,4 \cdot 10^{-6}$
bei Ausfall Hauptwärmesenke und Hauptspeisewasser		$7,5 \cdot 10^{-6}$
bei sonstigen Transienten		$2,3 \cdot 10^{-5}$
Brand		
Brand im Schaltanlagengebäude mit Ausfall der gesicherten 220 V Gleichstromversorgung		$2,5 \cdot 10^{-3}$
Ringraumüberflutung		
bei abgeschaltetem Reaktor	(über 70 cm)	$1,0 \cdot 10^{-3}$
bei Leistungsbetrieb	(über 90 cm)	$4,0 \cdot 10^{-3}$
Einwirkungen von außen		
Erdbeben Intensitätsstufe 1		$7,0 \cdot 10^{-4}$
Erdbeben Intensitätsstufe 2		$9,5 \cdot 10^{-5}$
Erdbeben Intensitätsstufe 3		$5,0 \cdot 10^{-6}$
Flugzeugabsturz auf das Reaktorgebäude		$6,3 \cdot 10^{-7}$

Reaktorstörfälle
Eintrittshäufigkeit

Ereignisablauf- und Zuverlässigkeitsanalysen:
Ausgehend von einem auslösenden Ereignis können sich, je nach Erfolg oder Versagen der angeforderten Sicherheitssysteme, unterschiedliche Ereignisabläufe ergeben. Um die große Zahl möglicher Abläufe übersichtlich zu erfassen, werden Ereignisablaufdiagramme erstellt. Abbildung 6.20 zeigt

Auslösendes Ereignis (A) | Reaktorschnellabschaltung (K) | Meßwerterfassung für die Notkühlvorbereitungssignale (B) | Druckspeicher-Einspeisungen (D) | Niederdruck-Einspeisungen für Fluten (E) | Niederdruck-Einspeisungen für Sumpf-Umwälzbetrieb (F) | Sicherheitsbehälterintegrität für die Notkühlung (G) | Langzeit-Notnachkühlung (H) | Ereignisablauf

Großes Leck Hauptkühlmittelleitung

Funktion ⇑

Ausfall ⇓

A
AH
AG
AF
AE
AD
ADH
ADG
ADF
ADE
AB
ABD
AK

Abbildung 6.20: Ereignisablaufdiagramm »Großes Leck in einer Hauptkühlmittelleitung«.

Ereignisablaufdiagramm

das Ereignisablaufdiagramm für das auslösende Ereignis »Großes Leck in einer Hauptkühlmittelleitung«. In dem Diagramm wird nach oben verzweigt, wenn die angeforderte Sicherfunktion zur Verfügung steht, und nach unten, wenn sie ausfällt. Der Ablauf A, bei dem alle Systeme funktionieren, führt zu einem sicheren Anlagenzustand. Im gezeigten Beispiel (Abbildung 6.20) führen alle anderen Ereignisabläufe zu einem von den Sicherheitssystemen nicht beherrschten Anlagenzustand. Er wird als »Anlagen-Schadenszustand« bezeichnet. Ereignisabläufe, die zu gleichen oder ähnlichen Schadensauswirkungen führen, werden im gleichen Schadenszustand zusammengefaßt.

Anlagen-Schadenszustand

Die Häufigkeit, zum Beispiel, des Ablaufs AH ergibt sich aus der Eintrittshäufigkeit des auslösenden Ereignisses und aus der Versagenswahrscheinlichkeit der Systemfunktion H (Langzeit-Notnachkühlung). Um die

Tabelle 6.7: Mindestanforderungen an die Wirksamkeit der Sicherheitssysteme zur Notkühlung und Nachwärmeabfuhr bei Lecks in einer Hauptkühlmittelleitung

Kühlmittelverluststörfall	Leckquerschnitt [cm^2]	Systemfunktionen: HD-[a] Sicherheitseinspeisung	Druckspeicher	ND-[b] System Fluten	ND-[b] System Sumpfumwälzbetrieb	Zul. Abfahrverzögerung der Sekundärseite [min]	Speisewasserversorgung: Systeme	Speisewasserversorgung: Zul. Verzögerung für Bespeisung [min]
Großes Leck	500	–	–	1	1	∞	–	∞
Mittleres Leck	200–500	1	–	1	1	∞	–	∞
	300–500	–	2	1	1	∞	–	∞
Kleines Leck	80–200	2	–	1	1	60	1 NSW oder 2 NSW	120
		1	–	1	1	30		90
	50–80	2	–	1	1	60		120
		1	3	1	1	60		120
		1	–	1	1	30		90
	25–50	2	–	1	1	90		120
		1	–	1	1	60		90
	2–25	1	–	1	1	60 (1 ARV)[c]		60
		1	–	1	1	120 (2 ARV)[c]		60
		–	–	1	1	30 (2 ARV)[c]		60
		1	–	1	1	120 (2 ARV)[c]	1 NSW[d]	30

[a] HD = Hochdruck.
[b] ND = Niederdruck.
[c] ARV = Abblase-Regelventil.
[d] NSW = Notspeisewassersystem.

Anforderungen an Notkühlsysteme

Versagenswahrscheinlichkeit der angeforderten Systemfunktionen ermitteln zu können, ist zunächst zu untersuchen, wieviele der vorhandenen redundanten Teilsysteme (»Stränge«) für eine ausreichende Systemfunktion tatsächlich benötigt werden. Zur Ermittlung dieser »Mindestanforderungen« sind meist anlagendynamische Rechnungen erforderlich. Tabelle 6.7 zeigt die in der Studie ermittelten Mindestanforderungen an die Wirksamkeit der Sicherheitssysteme zur Notkühlung und Nachwärmeabfuhr bei Lecks in einer Hauptkühlmittelleitung. Sind die Mindestanforderungen bekannt, können die Versagenswahrscheinlichkeiten der angeforderten Sicherheitssysteme mithilfe von Fehlerbaumanalysen ermittelt werden.

Mindestanforderungen an Systemfunktionen

Versagenswahrscheinlichkeit

Häufigkeit von Anlagen-Schadenszuständen:
Tabelle 6.8 zeigt die in Phase A und Phase B der Deutschen Risikostudie ermittelten Häufigkeiten für die wichtigsten Ereignisabläufe, die durch die Sicherheitssysteme nicht beherrscht werden. Können bei Ausfall der Sicherheitssysteme keine weiteren Maßnahmen ergriffen werden, mit denen ein Kernschmelzen noch verhindert wird, so entsprechen die angegebenen Häufigkeiten der Häufigkeit für Kernschmelzen beim jeweiligen auslösenden Ereignis. Derartige Maßnahmen wurden in Phase A nicht berücksichtigt. Die in Tabelle 6.8 gezeigten Werte wurden in Phase A als Kernschmelzhäufigkeit interpretiert.

Kernschmelzhäufigkeit

Tabelle 6.8: Häufigkeit der durch Sicherheitssysteme nicht beherrschten Ereignisabläufe aus anlageninternen auslösenden Ereignissen, Gegenüberstellung der Ergebnisse von Phase B und Phase A

Auslösende Ereignisse	Leck-querschnitt [cm^2]	Häufigkeit [1/a] der nicht beherrschten Ereignisabläufe Phase B	Phase A[a]
Kühlmittelverlust			
Lecks in einer Hauptkühlmittelleitung			
– große Lecks	> 500	$< 10^{-8}$	$5,0 \cdot 10^{-7}$
– mittlere Lecks	200–500	$< 10^{-8}$	$2,0 \cdot 10^{-6}$ (mittlere und kleine Lecks 80–200 zusammen)
– kleine Lecks	80–200	$3,1 \cdot 10^{-7}$	
– kleine Lecks	2–80	$3,7 \cdot 10^{-6}$	$5,7 \cdot 10^{-5}$
Lecks am Druckhalter			
– durch Öffnen eines Abblaseventils bei Transienten	20	$8,2 \cdot 10^{-7}$	$9,0 \cdot 10^{-6}$
– durch Fehlöffnen eines Sicherheitsventils	40	$2,2 \cdot 10^{-6}$	
Leck in einer Anschlußleitung im Ringraum		$< 10^{-7}$	$3 \cdot 10^{-8}$
Dampferzeuger-Heizrohrleck	1–12	$1,1 \cdot 10^{-6}$	
Transienten			
Betriebstransienten			
– Notstromfall		$2,2 \cdot 10^{-6}$	$1,3 \cdot 10^{-5}$
– Ausfall Hauptspeisewasser, langfristig		$3,2 \cdot 10^{-6}$	$3,0 \cdot 10^{-6}$
– Ausfall Hauptspeisewasser und Ausfall Hauptwärmesenke		$6,7 \cdot 10^{-6}$	$< 10^{-7}$
– Ausfall Hauptwärmesenke		$2,9 \cdot 10^{-6}$	
Frischdampf-Leitungslecks		$2,5 \cdot 10^{-6}$	
Ausfall der Reaktorschnellabschaltung (ATWS)			
– beim Ausfall Hauptspeisewasser		$3,9 \cdot 10^{-8}$	$6,0 \cdot 10^{-7}$
– bei anderen Transienten		$1,6 \cdot 10^{-7}$	$7,0 \cdot 10^{-7}$
Gesamtsumme		$2,6 \cdot 10^{-5}$	$8,6 \cdot 10^{-5}$

[a] In Phase A als Beiträge zur Kernschmelzhäufigkeit ausgewiesen.

Risikostudie Ereignisabläufe

Systemverbesserungen

In Phase A ergab sich der dominierende Beitrag zur Kernschmelzhäufigkeit aus einem nicht beherrschten kleinen Leck in einer Hauptkühlmittelleitung. Aufgrund von Systemverbesserungen (Teilautomatisierung des Abfahrens über die Sekundärseite) hat sich dieser Beitrag in Phase B um mehr als eine Größenordnung verringert. Den zweitgrößten Beitrag lieferte der nicht beherrschte Notstromfall. In Phase B verminderte sich sein Beitrag um etwa den Faktor 6. Ursache hierfür ist vor allem die Installation eines Reservenetzanschlusses und die Möglichkeit der Netzrückschaltung bei einem Ausfall von Notstromdieseln.

Zusätzlich zu den in Phase A untersuchten auslösenden Ereignissen wurden in Phase B Analysen für weitere auslösende Ereignisse durchgeführt, insbesondere für Lecks in einer Frischdampfleitung und an Dampferzeuger-Heizrohren. Auf dem insgesamt verbesserten Sicherheitsniveau liefern die in Phase B neu untersuchten Ereignisse einen Beitrag von etwa 50 % zur Häufigkeit nicht beherrschter Ereignisabläufe.

Tabelle 6.9: Häufigkeit der durch die Sicherheitssysteme nicht beherrschten Ereignisabläufe aus anlageninternen auslösenden Ereignissen bei niedrigem Druck (ND) und bei hohem Druck (HD)

Auslösende Ereignisse	Häufigkeit [1/a] der nicht beherrschten Ereignisabläufe ND	HD	Gesamt
Kühlmittelverlust			
Lecks in einer Hauptkühlmittelleitung			
– Lecks > 50 cm²	$5,6 \cdot 10^{-7}$		
– Lecks < 50 cm²		$3,5 \cdot 10^{-6}$	
Lecks am Druckhalter		$3,0 \cdot 10^{-6}$	
Leck in einer Anschlußleitung im Ringraum	$< 10^{-7}$	$< 10^{-7}$	
Dampferzeuger-Heizrohrlecks		$1,1 \cdot 10^{-6}$	
Summe Kühlmittelverlust	$6,6 \cdot 10^{-7}$	$7,6 \cdot 10^{-6}$	$8,3 \cdot 10^{-6}$
Transienten			
Betriebstransienten		$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Transienten durch Frischdampf-Leitungslecks		$2,5 \cdot 10^{-6}$	
Betriebstransienten mit Ausfall der Reaktorschnellabschaltung (ATWS)		$2,0 \cdot 10^{-7}$	
Summe Transienten		$1,8 \cdot 10^{-5}$	$1,8 \cdot 10^{-5}$
Gesamtsumme	$6,6 \cdot 10^{-7}$	$2,6 \cdot 10^{-5}$	$2,6 \cdot 10^{-5}$

Risikostudie Ereignisabläufe

Auswirkungen auf Sicherheitsbehälter

Die Auswirkungen eines Kernschmelzens auf den Sicherheitsbehälter können entscheidend vom Druck im Primärsystem beim Versagen des Reaktordruckbehälters (RDB) abhängen. In Phase B wurde festgestellt, daß in fast allen Fällen davon auszugehen ist, daß beim RDB-Versagen noch hoher Druck im System vorhanden ist (vgl. Tabelle 6.9). Nur bei Lecks in einer Hauptkühlmittelleitung über 50 cm² und bei einem Leck in einer Anschlußleitung im Ringraum ist beim Versagen des RDB mit niedrigem Systemdruck zu rechnen. Beide Fälle besitzen sehr geringe Eintrittshäufigkeiten.

Systemdruck beim RDB-Versagen

Anlageninterne Notfallmaßnahmen:

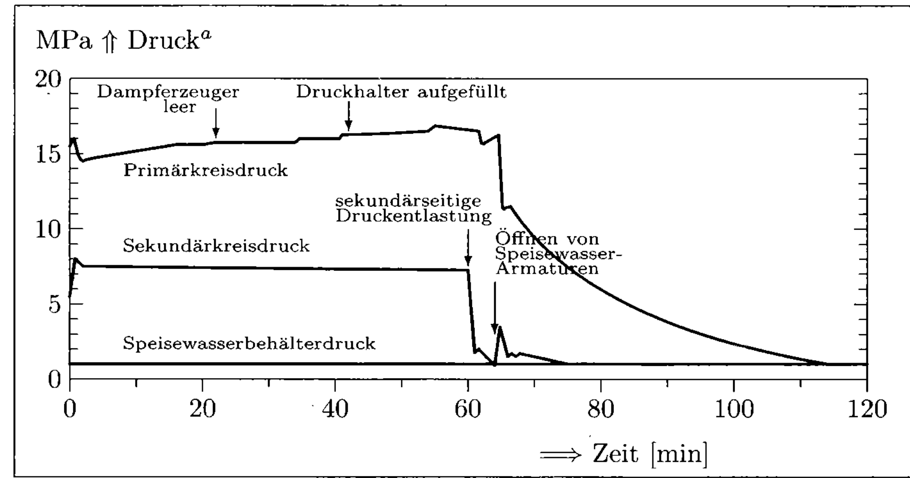
Die (insgesamt dominierende) Häufigkeit nicht beherrschter Transienten wird hauptsächlich durch Ausfälle der Wärmeabfuhr über die Sekundärseite der Dampferzeuger bestimmt. Typisch für diese Abläufe sind zunächst langsame Zustandsänderungen im Primärsystem, die erst nach längerer Zeit zu einer unzureichenden Kühlung des Kerns führen (s. Abbildung 6.21 und 6.22). Diese Zeitspanne kann genutzt werden, um mit anlageninternen Notfallmaßnahmen ein Kernschmelzen zu verhindern. Anlageninterne Notfallmaßnahmen gehen über die automatischen und vorgeplanten Sicherheitsaktionen hinaus. Sie stützen sich auf den flexiblen Einsatz von Sicherheitssystemen und von Betriebssystemen, die ausgefallene Sicherheitsfunktionen im Notfall übernehmen.

anlageninterne Notfallmaßnahmen

Untersucht wurden in der Studie Maßnahmen, mit denen nach einer Druckentlastung des Reaktorkühlkreises die Kühlung des Kerns und die Wärmeabfuhr aus dem Reaktor wiederhergestellt werden, bevor der Brennstoff schmilzt. Diese Maßnahmen, mit dem englischen Begriff »Bleed and

Druckentlastung des Reaktorkühlkreises

Druckverlauf



[a] 1 MPa = 1 MegaPascal = 10^6 N/m^2 = 10 bar ≈ 9,87 atm.

Ausfall Hauptspeisewasserversorgung

Abbildung 6.21: Druck im Primär- und Sekundärsystem bei der Transiente »Ausfall der Hauptspeisewasserversorgung« mit zusätzlichem Ausfall der Notspeisewasserversorgung und sekundärseitigen anlageninternen Notfallmaßnahmen.

Füllstandsverlauf

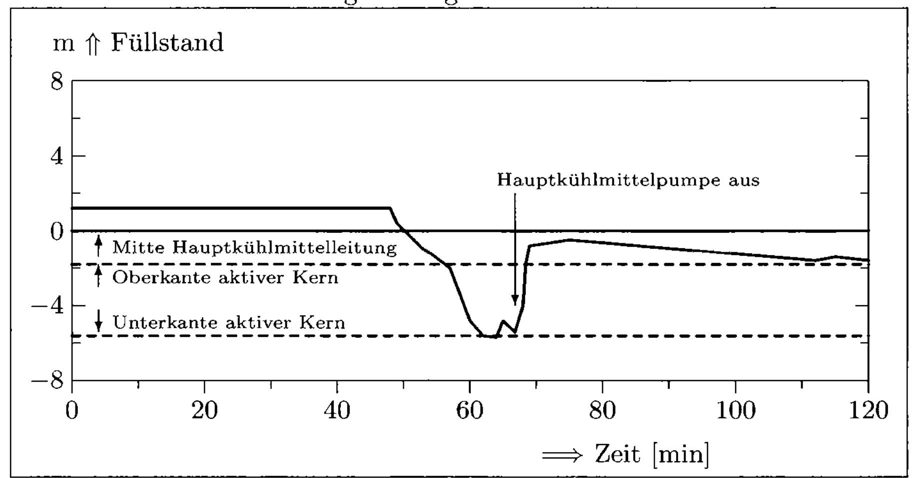


Abbildung 6.22: Füllstandsverlauf im Reaktordruckbehälter bei der Transiente »Ausfall der Hauptspeisewasserversorgung« mit zusätzlichem Ausfall der Notspeisewasserversorgung und sekundärseitigen anlageninternen Notfallmaßnahmen.

Feed« (Abblasen und Bespeisen) bezeichnet, können sowohl sekundärseitig im Speisewasser-Dampf-Kreislauf (wie bei Abbildung 6.21 und 6.22) als auch primärseitig im Reaktorkühlkreislauf eingeleitet werden. Auf diese Weise lassen sich folgende Ziele erreichen:

— Mit einer sekundärseitigen Druckentlastung und Bespeisung kann die Wärmeabfuhr über die Dampferzeuger wiederhergestellt werden, so daß der Kern ausreichend gekühlt wird.

— Der Kern kann auch dann gekühlt werden, wenn bei einer primärseitigen Druckentlastung mit absinkendem Druck im Primärsystem die Hochdruck-Sicherheitseinspeisung einsetzt und der Reaktorkern wieder aufgefüllt wird.

— Steht die Hochdruck-Sicherheitseinspeisung nicht zur Verfügung, kann mit der (passiv wirkenden) Einspeisung aus den Druckspeichern Zeit gewonnen werden, um ausgefallene Sicherheitsfunktionen, z.B. die Energieversorgung, wiederherzustellen.

— Sollte es dennoch zum Schmelzen kommen, wird mit einer Druckentlastung des Primärsystems ein Schmelzen unter hohem Druck verhindert.

Um die Durchführung der anlageninternen Notfallmaßnahmen zu ermöglichen, waren in der Anlage eine Reihe von Änderungen vorzunehmen, z.B. im Reaktorschutzsystem und an den Druckhalterventilen.

anlagentechnische Änderungen

In der Studie wurde abgeschätzt, daß für die Handmaßnahmen des Betriebspersonals zur Durchführung von anlageninternen Notfallmaßnahmen unter optimalen Voraussetzungen (u.a. Training) eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 0,01 erreichbar ist.

In Tabelle 6.10 ist zusammengestellt, wie die anlageninternen Notfallmaßnahmen (bei einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 0,01) die Häufigkeiten nicht beherrschter Ereignisabläufe beeinflussen. Die Häufigkeit eines Kernschmelzens unter hohem Druck (HD) wird damit fast um den Faktor 100 vermindert. Die Häufigkeit nicht beherrschter Abläufe insgesamt vermindert sich um den Faktor 8 auf etwa $4 \cdot 10^{-6}$ pro Jahr. Bei einer Reihe von Abläufen läßt sich auch mit anlageninternen Notfallmaßnahmen Kernschmelzen letztlich nicht verhindern (z.B. bei kleinen Lecks). In den meisten Fällen kann jedoch ein Kernschmelzen unter hohem Druck in ein Kernschmelzen unter niedrigen Druck überführt werden. Diese Fälle sind in Tabelle 6.10 mit ND* bezeichnet.

Verhalten des Sicherheitsbehälters beim Kernschmelzen:
In Phase B der Deutschen Risikostudie wurden folgende Kernschmelzfälle unterschieden:

— Kernschmelzen unter niedrigem Druck (ND),

— Kernschmelzen unter hohem Druck (HD),

— Kernschmelzen unter niedrigem Druck nach Druckentlastung des Reaktorkühlkreislaufs (ND*),

— Kernschmelzabläufe mit Umgehung des Sicherheitsbehältereinschlusses (Dampferzeuger-Heizrohrleck, Bruch Nachkühlleitung im Ringraum)

Tabelle 6.11 enthält Zeitangaben zum Beginn des Kernschmelzens und zum Versagen des Reaktordruckbehälters bei den untersuchten Kernschmelzabläufen.

Tabelle 6.10: Häufigkeit der ohne und mit Berücksichtigung anlageninterner Notfallmaßnahmen (AM) nicht beherrschten Ereignisabläufe

Auslösende Ereignisse	Häufigkeit [1/a] ohne AM ND[a]	HD[a]	Häufigkeit [1/a] mit AM ND[a]	ND*[a]	HD[a]
Kühlmittelverlust					
Lecks in einer Hauptkühlmittelleitung					
– Lecks > 50 cm^2	$5,6 \cdot 10^{-7}$		$5,6 \cdot 10^{-7}$		
– Lecks < 50 cm^2		$3,5 \cdot 10^{-6}$		$1,0 \cdot 10^{-6}$	$3,5 \cdot 10^{-8}$
Lecks am Druckhalter		$3,0 \cdot 10^{-6}$		$1,0 \cdot 10^{-6}$	$3,0 \cdot 10^{-8}$
Leck in einer Anschlußleitung im Ringraum	$< 10^{-7}$	$< 10^{-7}$	$< 10^{-7}$		
Dampferzeuger-Heizrohrlecks		$1,1 \cdot 10^{-6}$		$1,3 \cdot 10^{-8}$	$1,1 \cdot 10^{-8}$
Summe Kühlmittelverlust	$6,6 \cdot 10^{-7}$	$7,6 \cdot 10^{-6}$	$6,6 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-6}$	$7,6 \cdot 10^{-8}$
Transienten					
Betriebstransienten		$1,5 \cdot 10^{-5}$		$3,0 \cdot 10^{-8}$	$1,5 \cdot 10^{-7}$
Frischdampf-Leitungslecks		$2,5 \cdot 10^{-6}$		$< 10^{-8}$	$2,5 \cdot 10^{-8}$
Betriebstransienten mit Ausfall der Reaktorschnellabschaltung (ATWS[b])		$2,0 \cdot 10^{-7}$		$2,0 \cdot 10^{-8}$	$2,0 \cdot 10^{-8}$
Summe Transienten		$1,8 \cdot 10^{-5}$		$6,0 \cdot 10^{-8}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$
Summe anlageninterne Störfälle	$6,6 \cdot 10^{-7}$	$2,6 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \cdot 10^{-7}$	$2,1 \cdot 10^{-6}$	$2,7 \cdot 10^{-7}$
Übergreifende Einwirkungen					
Brand		$1,7 \cdot 10^{-7}$		$1,7 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-8}$
Ringraumüberflutung					
– bei abgeschaltetem Reaktor	$< 10^{-7}$		$< 10^{-7}$		
– im Leistungsbetrieb		$< 2 \cdot 10^{-7}$		$< 2 \cdot 10^{-7}$	$< 10^{-8}$
Transienten aus Erdbeben		$3,0 \cdot 10^{-6}$		$9,0 \cdot 10^{-8}$	$9,0 \cdot 10^{-8}$
Flugzeugabsturz		$< 10^{-7}$			$< 10^{-7}$
Summe übergreifende Einwirkungen	$< 10^{-7}$	$3,5 \cdot 10^{-6}$	$< 10^{-7}$	$4,5 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$
Gesamtsumme	$7,6 \cdot 10^{-7}$	$2,9 \cdot 10^{-5}$	$7,6 \cdot 10^{-7}$	$2,5 \cdot 10^{-6}$	$4,5 \cdot 10^{-7}$

[a] siehe erläuternden Text S. 659.
[b] Transiente mit Versagen der Reaktorschnellabschaltung.

Belastungen des Sicherheitsbehälters

Im Verlauf eines Kernschmelzunfalls treten verschiedene Phänomene und Vorgänge auf, die Auswirkungen auf die Funktion des Sicherheitsbehälters haben können. In der Studie wurden die Belastungen und das Verhalten des Sicherheitsbehälters bei

- einer Dampfexplosion,
- Versagen des Reaktordruckbehälters unter hohem Druck,
- einer Wasserstoffverbrennung und
- der Wechselwirkung zwischen Kernschmelze und Beton.

mit den nachfolgend aufgeführten Ergebnissen untersucht.

Dampfexplosion:

Dampfexplosion

Wenn Schmelze in Kontakt mit Wasser gelangt, kann durch die schlagartige Verdampfung des Wassers eine Druckwelle ausgelöst werden. Ein solcher Vorgang wird als Dampfexplosion bezeichnet. Die Intensität der Druckwelle

Tabelle 6.11: Zeitangaben zu Kernschmelzunfällen in Minuten nach Störfalleintritt

Kernschmelzunfall	Beginn Kernschmelzen [min]	Versagen Reaktordruckbehälter [min]
Kernschmelzen ND	55	120
Kernschmelzen HD	110	140
Kernschmelzen ND* nach Druckentlastung des Reaktorkühlkreises	330	410
Kernschmelzen nach		
– nicht beherrschtem Dampferzeuger-Heizrohrleck (12 cm^2), nach Druckentlastung des Reaktorkühlkreises	540	710
– nicht beherrschtem Bruch einer Nachkühlleitung im Ringraum	80	140

Zeitangaben zu Kernschmelzunfällen

hängt davon ab, welcher Anteil der in der Schmelze gespeicherten Wärme in mechanische Energie der Druckwelle umgesetzt wird. Für Kernschmelzabläufe unter niedrigem Druck wurde untersucht, ob eine Dampfexplosion auftreten kann, die den Sicherheitsbehälter gefährdet. Die Untersuchungen kamen zum Ergebnis, daß nach gegenwärtiger Kenntnis eine heftige Dampfexplosion, die den Reaktordruckbehälter und zugleich den Sicherheitsbehälter zerstört, als risikorelevanter Unfallpfad ausgeschlossen werden kann.

Versagen des Reaktordruckbehälters:
Schmilzt der Kern unter niedrigem Druck, werden die unteren Wandungen des Reaktordruckbehälters in etwa 15 Minuten so weit aufgeheizt, daß die Bodenkalotte durchschmolzen wird und Kernschmelze in die Reaktorgrube abstürzt. Dabei treten keine nennenswerten Reaktionskräfte an den Verankerungen des Druckbehälters auf.

Versagen des Druckbehälters

Bei Kernschmelzen unter hohem Druck kommt es sehr rasch zum Versagen des Reaktordruckbehälters. Die schnelle Druckentlastung verursacht erhebliche Belastungen der Druckbehälter-Verankerungen, der Hauptkühlmittelleitungen und der umgebenden Betonstrukturen. Nach den Ergebnissen der Studie können für einen Innendruck oberhalb von 3 MPa [30 bar] die auftretenden Reaktionskräfte von den Tragpratzen der Druckbehälter-Aufhängung nicht mehr aufgenommen werden. Eine Aufwärtsbewegung des Druckbehälters wird durch die Betonstrukturen der inneren Reaktorräume behindert. Für Innendrücke oberhalb von 8 MPa [80 bar] kann jedoch eine Zerstörung des Sicherheitsbehälters nicht ausgeschlossen werden.

Für einen Unfallablauf mit Kernschmelzen unter hohem Druck ist in der Studie eine Häufigkeit von $5 \cdot 10^{-7}$ pro Jahr abgeschätzt worden. Da dieser Unfallablauf zu schweren Schäden außerhalb der Anlage führen kann, sind trotz seiner geringen Häufigkeit weitere Untersuchungen erforderlich. Insbesondere ist zu untersuchen, ob es vor dem Durchschmelzen des Re-

Versagen des Reaktorkühlkreislaufes

aktordruckbehälters zu einem Versagen an anderer Stelle des Reaktorkühlkreislaufes kommen kann, so daß der Druck vor dem Durchschmelzen des Druckbehälters abgebaut wird.

Wasserstoffverbrennung:
Während eines Kernschmelzunfalls gibt es zwei Phasen, in denen größere Mengen an Wasserstoff gebildet werden und in den Sicherheitsbehälter gelangen: Durch Zirkonium-Wasserdampf-Reaktion beim Aufheizen und Abschmelzen der Brennstäbe und beim Aufschmelzen des Betons nach dem Versagen des Reaktordruckbehälters.

In der Studie wurden die Verteilung des Wasserstoffs im Sicherheitsbehälter und die Belastungen des Sicherheitsbehälters bei einer Wasserstoffverbrennung untersucht.

Verbrennung des Wasserstoffs

Eine frühe Zündung des Wasserstoffs in der wasserdampfhaltigen Atmosphäre des Sicherheitsbehälters kann nicht mit Sicherheit angenommen werden. Kann sich über längere Zeit eine höhere Anreicherung zündfähiger Gasgemische ausbilden, so ist bei einer Verbrennung des Wasserstoffs der Sicherheitsbehälter gefährdet. Gegenmaßnahmen, mit denen die Wasserstoffkonzentration im Sicherheitsbehälter begrenzt und eine gefährliche Verbrennung verhindert werden kann, werden untersucht. Da zum Abschluß der Studie noch keine technischen Planungen und Konzeptunterlagen zu solchen Gegenmaßnahmen vorlagen, konnten ihre Wirksamkeit und Erfolgswahrscheinlichkeit nicht bewertet werden.

Schmelze-Beton-Wechselwirkung und Druckentlastung des Sicherheitsbehälters:
Unmittelbar nach dem Durchschmelzen des Reaktordruckbehälters dringt die Schmelze hauptsächlich nach unten in das Betonfundament vor. Zur Seite hin können die inneren Betonstrukturen im unteren Bereich des Sicherheitsbehälters erst nach sieben bis acht Stunden durchschmolzen werden.

Kontakt Schmelze-Sumpfwasser

Ob die Schmelze von Wasser aus dem Gebäudesumpf überflutet wird, läßt sich nicht vorhersagen. Kommt es zum Kontakt mit Sumpfwasser, ist es wahrscheinlich, daß die Schmelzoberflächen verkrusten und eine vollständige Flutung der Schmelze verhindert wird.

Auch wenn die Schmelze geflutet wird, kann nach derzeitigem Wissensstand das weitere Vordringen der Schmelzfront im Betonfundament nicht verhindert werden. Nach etwa fünf Tagen erreicht die Schmelze die Unterkante des Gebäudefundaments.

Versagensdruck des Sicherheitsbehälters

Auch bei einem Kontakt der Schmelze mit Sumpfwasser, also bei ständiger Dampfproduktion, wird der Versagensdruck des Sicherheitsbehälters (0,85 MPa [8,5 bar]) erst nach mehreren Tagen erreicht. Damit steht ausreichend Zeit zur Verfügung, um mit einer gezielten Druckentlastung ein unkontrolliertes Überdruckversagen des Sicherheitsbehälters zu verhindern.

Es ist vorgesehen, die Anlage mit einem Druckentlastungssystem für den Sicherheitsbehälter auszurüsten. Die mit der Druckentlastung verbundene Freisetzung von Radionukliden soll durch Filter begrenzt werden. Dies setzt

allerdings voraus, daß eine Gefährdung des Systems durch eine Wasserstoffverbrennung verhindert wird.

Aufgrund der Unsicherheiten bei der Analyse der Belastungen des Sicherheitsbehälters wurde in der Studie darauf verzichtet, die Versagenswahrscheinlichkeit des Sicherheitsbehälters abzuschätzen.

Radionuklidfreisetzung:

Radionuklidfreisetzung bei Versagen des Sicherheitsbehälters

Bleibt der Sicherheitsbehälter nach einem Kernschmelzen über längere Zeit dicht, so können die aus der Schmelze in den Sicherheitsbehälter freigesetzten Radionuklide (mit Ausnahme der Edelgase) fast vollständig in der Anlage zurückgehalten werden. Hohe Freisetzungen sind aber möglich, wenn der Sicherheitsbehälter frühzeitig versagt, von Anfang an größere Leckstellen aufweist oder die Rückhaltefunktion umgangen wird.

Tabelle 6.12 zeigt die in der Studie abgeschätzte Radionuklidfreisetzung für verschiedene Unfallabläufe.

Tabelle 6.12: Radionuklidfreisetzung aus der Anlage, normiert auf das jeweilige Kerninventar für verschiedene Unfallabläufe

	Kr-Xe	J	Cs	Te	Sr	Ru[a]	La[b]	Ce[c]	Ba
F1-SBV	1	[0,5	bis	0,9]	$4\cdot10^{-1}$	$1\cdot10^{-5}$	$2\cdot10^{-2}$	$4\cdot10^{-2}$	$3\cdot10^{-1}$
F2-PLR	1,0	$3{,}7\cdot10^{-1}$	$3{,}7\cdot10^{-1}$	$2{,}3\cdot10^{-1}$	$1{,}7\cdot10^{-1}$	$2{,}5\cdot10^{-6}$	$6{,}4\cdot10^{-3}$	$1{,}4\cdot10^{-2}$	$1{,}1\cdot10^{-1}$
F3a-DE	$1{,}7\cdot10^{-1}$	$1{,}5\cdot10^{-1}$	$1{,}5\cdot10^{-1}$	$5{,}0\cdot10^{-2}$	$6{,}7\cdot10^{-5}$	$8{,}8\cdot10^{-8}$	$7{,}0\cdot10^{-9}$	—	$1{,}4\cdot10^{-3}$
F3b-DE	$1{,}7\cdot10^{-1}$	$2{,}5\cdot10^{-2}$	$2{,}5\cdot10^{-2}$	$1{,}5\cdot10^{-2}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}7\cdot10^{-8}$	$1{,}3\cdot10^{-9}$	—	$2{,}7\cdot10^{-4}$
F4-L-ND*	1,0	$7{,}8\cdot10^{-3}$	$3{,}5\cdot10^{-4}$	$2{,}1\cdot10^{-3}$	$1{,}5\cdot10^{-4}$	$3{,}6\cdot10^{-7}$	$5{,}6\cdot10^{-6}$	$1{,}3\cdot10^{-5}$	$1{,}3\cdot10^{-4}$
F5-D-ND*	$9{,}0\cdot10^{-1}$	$2{,}0\cdot10^{-3}$	$3{,}3\cdot10^{-7}$	$3{,}5\cdot10^{-6}$	$2{,}0\cdot10^{-7}$	$6{,}4\cdot10^{-10}$	$6{,}3\cdot10^{-8}$	$2{,}0\cdot10^{-8}$	$1{,}7\cdot10^{-7}$
F6-DF					nicht untersucht				

Bedeutung der Abkürzungen:

F1-SBV:	Freisetzung bei großflächigem Versagen des Sicherheitsbehälters
F2-PLR:	Freisetzung zu nicht beherrschtem Primärkreisleck im Ringraum (Bruch einer Nachkühlleitung)
F3-DE:	Freisetzung zu nicht beherrschtem Dampferzeuger-Heizrohrleck, F3a ohne, F3b mit Wasserauffüllung des defekten Dampferzeugers
F4-L-ND*:	Freisetzung mit kleinem Leck ($10\,cm^2$) im Sicherheitbehälter
F5-D-ND*:	Freisetzung bei Druckentlastung des Sicherheitsbehälters
F6-DF:	Freisetzung bei Durchschmelzen des Gebäudefundaments

[a] enthält Tc, Rh, Pd, At.
[b] enthält Pr, Nd, Pm, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Lu, Hf, Ta, W, Re, Os, Ir, Pt, Au, Ac.
[c] enthält Th, Pa, U, Np, Pu, Am, Cm, Bk, Cf, Es, Fm, Md.

In Phase A der Studie wurde für ein Kernschmelzen mit frühzeitigem und großflächigem Versagen des Sicherheitsbehälters eine Häufigkeit von $2 \cdot 10^{-6}$ pro Jahr abgeschätzt. In Phase B wurde für die Kernschmelzhäufigkeit insgesamt mit knapp $4 \cdot 10^{-6}$ pro Jahr ein nur wenig höherer Wert ermittelt. Kann mit technischen Gegenmaßnahmen eine Wasserstoffverbrennung, die den Sicherheitsbehälter gefährdet, zuverlässig verhindert werden, so liegt in Phase B die Häufigkeit für Unfälle mit großflächigem Versagen des Sicherheitsbehälters (F1-SBV) deutlich niedriger als für den vergleichbaren Fall in Phase A.

Jedoch sind – unabhängig vom sicherheitstechnischen Aufwand – immer Unfallsituationen denkbar, bei denen die Aktivitätsbarrieren weitgehend unwirksam werden. Daher kann, bei gleichbleibendem Gefährdungspotential, durch zusätzliche Sicherheitsvorkehrungen zwar die Eintrittshäufigkeit für einen großen Schaden weiter reduziert, das Schadensausmaß selbst aber nicht entscheidend beeinflußt werden. Unfallfolgen außerhalb der Anlage, die durch hohe Aktivitätsfreisetzungen verursacht werden können, wurden bereits in Phase A der Deutschen Risikostudie abgeschätzt. In Phase B wurden keine erneuten Berechnungen zu möglichen Unfallfolgen durchgeführt.

Unfallfolgen

Vergleich mit ausländischen Studien:
Von W. Werner[46] wurden Ergebnisse probabilistischer Sicherheitsanalysen für Kernkraftwerke mit Druckwasserreaktor in Deutschland (Biblis B, 1 300 MWe), den USA (Surry, 788 MWe; Sequoyah, 1 148 MWe) und Frankreich (DWR-Baulinie 900 MWe) zusammengefaßt und verglichen. Tabelle 6.13 zeigt die in diesen Studien für verschiedene auslösende Ereignisse ermittelten Beiträge zur Kernschmelzhäufigkeit. In den französischen Studien wurden neben Störfällen aus Leistungsbetrieb auch Störfälle bei abgeschaltetem Reaktor untersucht. Bei allen Studien wurden anlageninterne Notfallmaßnahmen berücksichtigt.

Die dominierenden Beiträge zur Kernschmelzhäufigkeit kommen bei den amerikanischen Anlagen vom Notstromfall, bei der französischen Anlage und bei Biblis B vom kleinen Leck. Bei der französischen Anlage spielt außerdem der Ausfall des Wasserentnahmebauwerks eine erhebliche Rolle.

In allen untersuchten Anlagen führten die Ergebnisse der Studien zu Systemänderungen, z.B.:

- Ertüchtigung der Dampferzeugerbespeisung bei Surry und Biblis B,
- Verbesserung der Ansteuerung der Frischdampfabblaseventile bei Biblis B,
- Einbau eines automatisierten Systems zur Beherrschung von Transienten durch De-Borierung und Einbau einer Mindestmengenleitung im Niederdruck-Notkühlsystem bei den französischen Anlagen.

6.2.6.4 Unsicherheit der Ergebnisse

Bei der Interpretation der Ergebnisse von Risikoanalysen und probabilistischen Sicherheitsanalysen ist zu beachten, daß es sich nicht um exakte »Berechnungen« (von Risiken bzw. Schadenshäufigkeiten) handelt, sondern um Schätzungen, die zwangsläufig mit Unsicherheiten verbunden sind. Die Unsicherheiten werden nicht durch die probabilistische Vorgehensweise verursacht, sondern durch unvollständiges Wissen über das untersuchte Objekt. Soweit eine brauchbare Basis dafür besteht, wird die Schätzunsicherheit in

[46] W. Werner: *Aktuelle Ergebnisse zu probabilistischen Sicherheitsanalysen für Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland, in Frankreich und in den USA*, in: *Reaktorsicherheit – eine internationale Aufgabe*, 14. GRS-Fachgespräch, GRS-80, August 1990.

Kernschadenshäufigkeiten

Tabelle 6.13: Kernschadenshäufigkeiten pro Jahr

Auslösendes Ereignis	Surry USA	Sequoyah USA	EPS-900 Frankreich		Biblis B Deutschl.
			Lb.[a]	a.Z.[b]	
großes Leck HKL[c]	$1{,}8 \cdot 10^{-6}$	$2{,}6 \cdot 10^{-6}$	$1{,}2 \cdot 10^{-6}$	$1{,}1 \cdot 10^{-6}$	$< \cdot 10^{-8}$
mittleres Leck HKL	$3{,}2 \cdot 10^{-6}$	$6{,}8 \cdot 10^{-6}$	$4{,}1 \cdot 10^{-6}$	$1{,}1 \cdot 10^{-6}$	$< \cdot 10^{-8}$
kleines Leck HKL	$4{,}4 \cdot 10^{-7}$	$6{,}7 \cdot 10^{-6}$	$8{,}9 \cdot 10^{-6}$	$6{,}4 \cdot 10^{-6}$	$1{,}4 \cdot 10^{-6}$
sehr kleines Leck HKL	$6{,}3 \cdot 10^{-7}$	$2{,}0 \cdot 10^{-5}$	$9{,}0 \cdot 10^{-8}$	–	v[d]
Lecks Druckhalter Ventile	[e]	[e]			
bei Transienten	–	–	$1{,}7 \cdot 10^{-7}$	$2{,}3 \cdot 10^{-7}$	$3{,}3 \cdot 10^{-7}$
über offene SI-Ventile	–	–	–	$1{,}2 \cdot 10^{-6}$	$8{,}5 \cdot 10^{-7}$
DE-Heizrohrbruch[f]					
1 Rohr	$1{,}9 \cdot 10^{-6}$	$2{,}0 \cdot 10^{-6}$	$1{,}4 \cdot 10^{-6}$	$1{,}5 \cdot 10^{-8}$	$1{,}0 \cdot 10^{-8}$
2 Rohre	–	–	$4{,}2 \cdot 10^{-7}$	$2{,}0 \cdot 10^{-8}$	$1{,}0 \cdot 10^{-8}$
V-Sequenz	$1{,}2 \cdot 10^{-6}$	$6{,}5 \cdot 10^{-7}$	$1{,}0 \cdot 10^{-8}$	$1{,}0 \cdot 10^{-7}$	$< 1{,}0 \cdot 10^{-7}$
Notstromfall	$2{,}7 \cdot 10^{-5}$	$1{,}5 \cdot 10^{-5}$	$3{,}1 \cdot 10^{-7}$	$4{,}6 \cdot 10^{-7}$	$2{,}6 \cdot 10^{-8}$
Ausfall DE-Bespeisung	$1{,}7 \cdot 10^{-6}$	$1{,}9 \cdot 10^{-6}$	$5{,}8 \cdot 10^{-7}$	$1{,}9 \cdot 10^{-6}$	$1{,}2 \cdot 10^{-7}$
Ausfall Hauptwärmesenke	$1{,}6 \cdot 10^{-8}$	$1{,}2 \cdot 10^{-7}$	$< 1{,}0 \cdot 10^{-7}$	–	$3{,}3 \cdot 10^{-8}$
Ausfall des WEB[g]	–	–	$9{,}4 \cdot 10^{-6}$	$2{,}6 \cdot 10^{-8}$	–
Primärseitige Transienten	–	–	$1{,}3 \cdot 10^{-6}$	$3{,}1 \cdot 10^{-6}$	–
FDLB[h] in SB[i], groß + mittel	–	–	$1{,}0 \cdot 10^{-7}$	v	$1{,}3 \cdot 10^{-8}$
FDLB in SB, klein	–	–	$1{,}7 \cdot 10^{-7}$	v	–
FDLB außer SB, groß + mittel	–	–	$1{,}2 \cdot 10^{-8}$	v	$1{,}2 \cdot 10^{-8}$
FDLB außer SB, klein	–	–	$3{,}0 \cdot 10^{-7}$	v	–
Speisewasserleitungsbruch	–	–	$3{,}3 \cdot 10^{-7}$	v	–
ATWS[j]	$1{,}4 \cdot 10^{-6}$	$1{,}6 \cdot 10^{-6}$	$4{,}3 \cdot 10^{-6}$	–	$4{,}0 \cdot 10^{-8}$
Brand (Ausfall DC[k])	–	–	–	–	$1{,}0 \cdot 10^{-7}$
Überflutung Ringraum	–	–	–	–	$2{,}9 \cdot 10^{-7}$
Summe	$4{,}0 \cdot 10^{-5}$	$5{,}7 \cdot 10^{-5}$	$3{,}2 \cdot 10^{-5}$	$1{,}7 \cdot 10^{-5}$	$2{,}9 \cdot 10^{-6}$
Davon unter hohem Druck	3 %	6 %	18 %	–	9 %

[a] Lb. = Leistungsbetrieb.
[b] a.Z. = abgeschalteter Zustand.
[c] HKL = Hauptkühlmittelleitung.
[d] v = vernachlässigbar.
[e] In »kleines Leck HKL« enthalten.
[f] DE = Dampferzeuger.
[g] WEB = Wasserentnahmebauwerk.
[h] FDLB = Frischdampfleitungsbruch.
[i] SB = Sicherheitsbehälter.
[j] ATWS = Transiente mit Versagen der Reaktorschnellabschaltung.
[k] DC = Gleichspannungsversorgung.

subjektive Annahmen

Vertrauensbereiche

den Studien quantifiziert. Da jedoch zahlreiche subjektive Annahmen in die Studien einfließen, deren Streubreite ebenfalls (subjektiv) zu schätzen ist, handelt es sich um »subjektive Vertrauensbereiche«. Ein subjektiver Vertrauensbereich von 90 % besagt z.B.: Der Analytiker ist sich zu 90 % sicher, daß das wahre Ergebnis innerhalb des angegebenen Bereichs liegt. In Phase B der Deutschen Risikostudie wird für die Kernschmelzhäufigkeit ein 90 % Vertrauensbereich zwischen $3 \cdot 10^{-7}$ und $2 \cdot 10^{-5}$ pro Jahr angegeben. Er ergibt sich im wesentlichen aus den Streubreiten der Häufigkeit auslösender Ereignisse und der Kenngrößen für die Komponenten-Zuverlässigkeit. Daneben verbleiben aber weitere, nicht quantifizierte oder nicht quantifizierbare Schätzunsicherheiten.

Optimierung der Anlagensicherheit

Trotz der Ergebnis-Unsicherheiten sind probabilistische Analysen von großer Bedeutung für die Optimierung der Anlagensicherheit. Zurückhaltung ist vor allem dann angebracht, wenn die Ergebnisse der Studien für pauschale Risikovergleiche verwendet werden sollen.

6.2.7 Reaktorsicherheitsforschung

Bearbeitet von Enno Hicken

6.2.7.1 Forschungsprogramme

Bis Ende der 60er Jahre wurden nur wenige Vorhaben zur Reaktorsicherheit staatlich gefördert. Als das erste Reaktorsicherheitsforschungsprogramm 1972 begann, waren die Konzepte für deutsche Druck- und Siedewasserreaktoren im wesentlichen entwickelt. Bei der Festlegung dieses Sicherheitsforschungsprogramms stand der Kühlmittelverluststörfall – Abriß der größten Rohrleitung des Primärkreislaufs – im Vordergrund. Das Forschungsprogramm sollte es ermöglichen, alle physikalischen Vorgänge bei Kühlmittelverluststörfällen zu ermitteln und diese mit Rechenmodellen möglichst realistisch zu beschreiben. Dabei sollten auch die vorhandenen Sicherheitsmargen ermittelt werden.

Sicherheitsforschungsprogramm

Neben der Erforschung der Vorgänge bei Kühlmittelverluststörfällen wurde die Materialforschung gefördert und auch – dies sei besonders betont – die ersten Vorhaben in Kernschmelzvorgängen in Angriff genommen.

Die grundsätzliche Zielsetzung der Sicherheitsforschung ist die Geringhaltung des Risikos durch die friedliche Nutzung der Kernenergie und die Minimierung der Strahlenbelastung der Öffentlichkeit und des Personals auf der Anlage.

Minimierung der Strahlenbelastung

In Erfüllung des Förderauftrags des Atomgesetzes zielt die bisherige Reaktorsicherheitsforschung auf eine Absicherung und Weiterentwicklung der Sicherheitstechnik. Eine Weiterentwicklung, die ein gleiches Maß an Sicherheit und Verfügbarkeit mit weniger technischem Aufwand und geringeren Kosten anstrebt, liegt eindeutig im Interesse der Industrie und muß von ihr getragen werden. Ein staatliches Interesse besteht jedoch insoweit, als ein Know-how zur Beurteilung sicherheitstechnischer Erleichterungen vorhanden sein und gefördert werden muß. Die Reaktorsicherheitsforschung ist aber auch und insbesondere durch die Vorsorgepflicht des Staates begründet. Da man wegen des Gefahrenpotentials nicht nur aus Erfahrungen lernen kann – wie es in vielen Industriebereichen möglich ist – muß eine vorausschauende Forschung betrieben werden in einer Weise, daß mögliche Schäden analysiert und daraufhin die Anlagen sicherheitstechnisch verbessert werden.

Vorsorgepflicht des Staates

Die bisherigen Ergebnisse der Reaktorsicherheitsforschung haben die Konzepte für die in Deutschland gebräuchlichen Leichtwasserreaktoren im wesentlichen bestätigt und durch gezielte Forschungen beträchtlich verbessert. Im Bereich der Entsorgung haben bisherige Forschungen ergeben, daß sowohl die Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen als auch die Endlagerung einen hohen Sicherheitsstand aufweisen. Zwischen den beiden Brenn-

Sicherheit der Entsorgung

stoffkreisläufen *integrierte Entsorgung* und *alternative Entsorgung* bestehen keine wesentlichen sicherheitstechnischen Unterschiede.

Die zukünftigen Forschungsschwerpunkte verschieben sich mehr zum Betrieb der Kernkraftanlagen und zu einem geringen Anteil für zukünftige Reaktorprojekte. Das bedeutet sowohl eine verbesserte Betriebssicherung und Betriebsführung als auch eine Verbesserung der Leittechnik. Von großer Bedeutung wird zukünftig auch das Mensch-Anlagen-Zusammenspiel sein. Daneben ist das Langzeitverhalten der Komponenten zu untersuchen.

Im Bereich der Störfälle verlagert sich der Schwerpunkt zu den auslösenden Ereignissen bei Transienten und zu den seltenen schweren Störfällen.

auslösende Ereignisse

Bei der Wiederaufarbeitung stehen Fragen der Entwicklung und des Betriebs von fernbedienten nuklearen Hantierungseinrichtungen, das Störfallverhalten in Rückhalteeinrichtungen und die Minimierung der Abfallproduktion im Vordergrund der Sicherheitsforschung.

Naturgemäß sind bei der Endlagerung die Erforschung des geologischen Verhaltens von Endlagerstoffen und das physikalische Verhalten der zu lagernden Produkte besonders wichtig.

6.2.7.2 Das HDR-Forschungsprogramm

Aus der Vielzahl der Forschungsprojekte soll beispielhaft das HDR-Forschungsprogramm kurz skizziert werden. Der HDR ist ein kleiner Reaktor mit einem relativ großen Druckbehälter und Sicherheitsbehälter.

Heißdampf-Reaktor

Im März 1973 wurde vom BMFT entschieden, das Projekt »Heißdampf-Reaktor (HDR)« nicht weiterzuführen. Es wurde dann diskutiert, ob diese Anlage nicht für sicherheitstechnische Untersuchungen genutzt werden könnte. Der große Vorteil dabei war, daß der HDR durch die Größe der Anlage und durch den Einsatz originaler Reaktorkomponenten die Möglichkeit eröffnete, die an Versuchen im kleineren Maßstab entwickelten Rechenmodelle zu überprüfen. Für die Materialuntersuchungen war es wichtig, daß Stahlqualität und Verarbeitung denen neuerer Anlagen sehr nahe kam. Die Entscheidung für derartige Versuche fiel dann sehr schnell am 13. November 1973.

Die Versuche sind in einzelne Gruppen aufgeteilt, auf die im folgenden kurz eingegangen werden soll.

Zerstörungsfreie Prüfungen am HDR-Druckbehälter:

Druckgefäßprüfung

Es wurden alle üblichen Prüfverfahren eingesetzt (Farbeindringprüfung von innen; Magnetpulverprüfung von außen; mehrere Ultraschalltechniken). Da das HDR-Druckgefäß wenig Fehlstellen aufwies, wurden mittels zyklischer Belastung (Thermoschock) Fehlstellen erzeugt und an diesen die zerstörungsfreien Prüfverfahren mit gutem Erfolg untersucht. Bei zukünftigen Untersuchungen wird die Außenprüfung im Vordergrund stehen.

Beanspruchungs- und Versagensuntersuchungen am Druckbehälter und an Rohrleitungen:

Es wurden der Reaktordruckbehälter (RDB), einige Rohrleitungen und die

Stahlschale des Sicherheitsbehälters untersucht. Der RDB wurde einer kalten und warmen Druckprobe unterworfen. Bei Rohrleitungen wurde insbesondere der Druckstoß mit schließenden Armaturen untersucht. Weiterhin wurde eine Stutzenkantenreparatur durchgeführt und diese einer Vielzahl von Thermoschockzyklen ausgesetzt. Am Sicherheitsbehälter wurden insbesondere die Dehnungen im Bereich von Durchführungen und Dickeänderungen gemessen. Insgesamt haben die Versuche gezeigt, daß bis zum Integritätsverlust hohe Sicherheitsreserven vorliegen. Meßtechnische und analytische Verfahren konnten verbessert werden.

Blow-down-Versuche zur Verifikation von Berechnungsverfahren für den Kühlmittelverlust:
Zum Nachweis der Sicherheit von Kernkraftwerkskomponenten unter Störfallbedingungen erfolgt in der Regel ein rechnerisches Verfahren unter Zugrundelegung experimenteller Daten. Am HDR wurden Armaturen, die RDB-Einbauten und die thermohydraulischen Verhältnisse im Sicherheitsbehälter nach dem Bruch einer Leitung untersucht. Als wichtigste Aussage dieser Versuchsreihe ist hervorzuheben, daß die bestimmungsgemäße Funktion der Armaturen gewährleistet ist und die beim Schließen imitierten Druckwellen und ihre Belastungen auf das Sicherheitssystem beherrscht und abgetragen werden können.

Unterstellt man den Bruch einer Hauptkühlmittelleitung, so werden die Druckbehältereinbauten durch Druckwellen zum Teil erheblich belastet. Die Versuche haben nun gezeigt, daß die bisherige Auslegung sehr große Sicherheitsreserven aufweist.

Bruch einer Hauptkühlmittelleitung

Ein umfangreiches Programm betraf den Druckaufbau im Sicherheitsbehälter nach einem Bruch einer Hauptkühlmittelleitung. Auch hier konnten im wesentlichen die bisherigen Analysemethoden bestätigt werden.

Untersuchungen zur Verifikation von Berechnungsverfahren für die Erdbebenauslegung:
Obwohl es sich bei Erdbeben um seltene Ereignisse handelt, müssen Kernkraftwerke ihren Belastungen in der Weise standhalten, daß die Sicherheit der Anlage gewährleistet ist. Beim HDR wurden daher mit Shakern, kleinen Sprengungen im Freigelände und mittels Feststoffbrennkammern typische Anregungen erzeugt. Die Untersuchungen haben im wesentlichen bestätigt, daß bei vorgegebener Anregefunktion mit den derzeit gebräuchlichen Modellen und Berechnungsverfahren das dynamische Verhalten der bau- und maschinentechnischen Anlagenteile realistisch beurteilt werden kann. Die Versuche haben darüber hinaus gezeigt, daß die derzeit benutzten Dämpfungsmaßnahmen konservativ sind.

Erdbebensicherheit

Versuche zur Wasserstoffverteilung und Wasserstoffverbrennung:
Die Wasserstoffverteilung in DWR-Sicherheitsbehältern war viele Jahre Gegenstand von Forschungen. In Ergänzung zu Versuchen im Modellcontainment von Battelle/Frankfurt wurden Experimente zur Verteilung eines Wasserstoff-Helium-Gemisches unter Nutzung des gesamten Sicher-

heitsbehälters durchgeführt. In einem abgebrannten Teil des Sicherheitseinschlusses wurden ebenfalls in Ergänzung zu Versuchen im Modellcontainment Experimente zur Verbrennung eines Wasserstoff-Luft-Dampf-Gemisches mit Wasserstoffkonzentration bis ca. 12 % durchgeführt. Das HDR-Projekt wurde 1991 beendet.

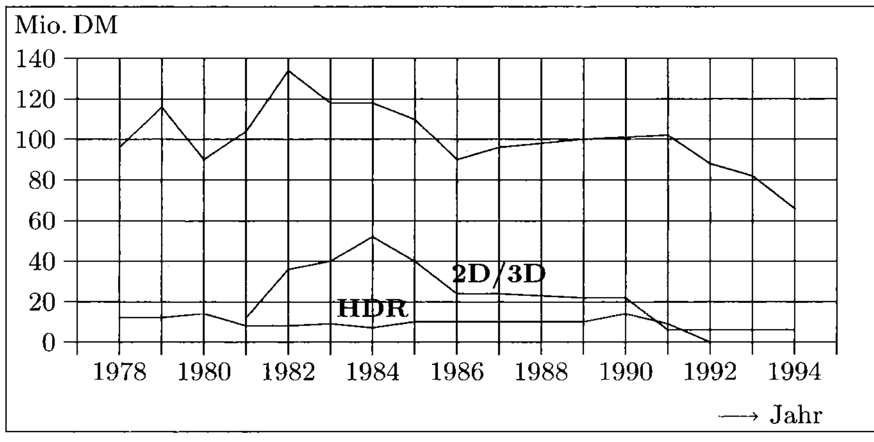
Wasserstoffverbrennung

Dieser kurze technische Überblick sollte die Vielfalt der Untersuchungen aufzeigen und darlegen, wie das Reaktorsicherheitsforschungsprogramm die Entwicklung von Methoden fördert, die vorhandene Auslegung bestätigend überprüft und die Sicherheitsreserven ermittelt.

6.2.7.3 Anmerkungen zur Finanzierung der Reaktorsicherheitsforschung

Von Bedeutung sind die jährlichen Mittelansätze des BMFT für Forschungen auf dem Gebiet der Reaktorsicherheit In Abbildung 6.23 (Förderung der Kernforschungszentren nicht berücksichtigt) sieht man die deutliche Steigerung der Ansätze bis an den Anfang der 80er Jahre.

Finanzierung der Reaktorsicherheitsforschung



Forschungsprogramm Reaktorsicherheit

Abbildung 6.23: Haushaltsansätze für das Forschungsprogramm Reaktorsicherheit.

Dieses Anwachsen der Ansätze lief parallel zu der umfangreichen und heftigen öffentlichen Diskussion über die Nutzung der Kernenergie. Ab 1984 ist jedoch in der mittelfristigen Finanzplanung ein deutlicher Abfall festzustellen. In Abbildung 6.23 sind auch die Finanzansätze für zwei Großprojekte eingetragen, das HDR- und das 2D/3D-Projekt. Das zuletzt genannte Projekt hat die Bewertung der Wirksamkeit der Notkühlsysteme zum Ziel und wird gemeinsam mit JAERI/Japan und der USNRC/USA durchgeführt. Wie zu erkennen ist, ist die Differenz über die Jahre fast konstant geblieben. Das starke Anwachsen in den Jahren 1981/82 ist im wesentlichen auf das 2D/3D-Projekt zurückzuführen und nicht – wie man vermuten könnte – auf den Störfall im TMI-2. Die Verminderung der Forschungsförderung nach 1991 ist auf Haushaltskürzungen zurückzuführen.

2D/3D-Projekt

6.3 Genehmigungsverfahren

Bearbeitet von Wolfgang Straßburg

6.3.1 Grundlagen

6.3.1.1 Atomenergierecht

Atomgesetz (AtG)

Das Atomgesetz und die zu ihm ergangenen Verordnungen schaffen den rechtlichen Rahmen für die friedliche Nutzung der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland[47]. Das gilt seit der Vereinigung der beiden deutschen Teilstaaten auch für das Gebiet der neuen Bundesländer. Überleitungsregelungen im Einigungsvertrag sichern für befristete Zeit die Fortgeltung bisher erteilter atomrechtlicher Genehmigungen, Erlaubnisse und Zulassungen im früheren DDR-Gebiet.

Bau, Betrieb und wesentliche Veränderungen kerntechnischer Anlagen bedürfen der staatlichen Genehmigung. Rechtsgrundlage für die Genehmigungserteilung sind in erster Linie das am 23. Dezember 1959 verkündete Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz – Kurzbezeichnung: AtG), zuletzt geändert im Jahre 1990, die dazu erlassene Atomrechtliche Verfahrensverordnung (AtVfV) vom 18. Februar 1977 in der Fassung vom 31. März 1982 sowie die Strahlenschutzverordnung vom 13. Oktober 1976, neu bekanntgemacht am 30. Juni 1989, zuletzt geändert im Jahre 1994.

Atomrechtliche Verfahrensverordnung (AtVfV)

Das Atomenergierecht ist in sich keine systematisch abgeschlossene Materie. Teils Verwaltungsrecht, teils Privatrecht wird es durch zahlreiche traditionelle Rechtsgebiete, wie z.B. Bergrecht, Wasserrecht, Gesundheitsrecht, Verkehrsrecht, Haftpflichtrecht, Versicherungsrecht und Strafrecht ergänzt, die im Laufe der Jahre mit der zunehmenden Bedeutung der friedlichen Nutzung der Kernenergie um atomrechtliche Vorschriften erweitert wurden. Das Atomrecht berücksichtigt auch Folgerungen aus internationalen

[47] Vgl. grundsätzlich je mit weiteren Nachweisen auch aus der Rechtsprechung: Degenhart, Kernenergierecht, Köln u.a. 1981; Bender, NJW 1978, 1945, NJW 1979, 1425; Breuer, NJW 1977, 1121, DVBl. 1978, 829, NJW 1980, 1832; Büdenbender-Mutschler, ET 1979, 333; Bindungs- und Präklusionswirkung, Köln u.a. 1979; Degenhart, ET 1981, 203; Franzen, Das atomrechtliche Genehmigungsverfahren für kerntechnische Anlagen, Köln 1981 (GRS-S-36); Gelzer, Baurecht 1977, 1; Hanning, Umweltschutz und überbetriebliche technische Normung, Köln u.a. 1976; Hanning und Schmieder, Gefahrenabwehr und Risikovorsorge, DB-Beilage 14/77; Haedrich, Atomgesetz und Pariser Atomhaftungs-Übereinkommen, Baden-Baden 1986; Ipsen, DVBl. 1980, 146; Lukes, NJW 1973, 1209; ET 1975, 23; Lukes (Hrsg.), Reformüberlegungen zum Atomrecht, Köln u.a. 1991; Lukes und Birkhofer (Hrsg.), 9. AtRS, Köln u.a. 1991; Mutschler, ET 1980, 164; BB 1978, 317; NJW 1978, 241; Martens, Suspensiveffekt, Sofortvollzug und vorläufiger gerichtlicher Rechtsschutz bei atomrechtlichen Genehmigungen, Köln 1983; Ossenbühl, DöV 1972, 401; DVBl. 1974, 309; DVBl. 1978, 1; NJW 1980, 1353; DVBl. 1980, 803; Papier, NJW 1980, 313; Pfaffelhuber, ET 1972, 213; Pelzer (Hrsg.), Kernenergierecht zwischen Ausstiegsforderung und europäischem Binnenmarkt, Baden-Baden 1991; ET 1978, 151; Rengeling, JZ 1977, 542; Schattke, DVBl. 1979, 652; Schmieder, Atomanlagengenehmigung und Bestandsschutz, Köln u.a. 1977; Schwarze, DöV 1973, 700, Ule, DVBl. 1972, 437; BB 1979, 1009; Straßburg, ET 1984, 137; ET 1985, 544; ET 1985, 623; Wagner, DöV 1980, 269; NJW 1980, 665; Wolfrum, DöV 1979, 497; Zuck, DVBl. 1973, 646.

Regelwerken zum Schutz vor den Gefahren der Kernenergie sowie die Umsetzung internationaler Verpflichtungen der Bundesrepublik Deutschland. Schließlich ist nach dem Gesetz für die Umweltverträglichkeitsprüfung vom 12. Februar 1990 im Rahmen des Genehmigungsverfahrens kerntechnischer Anlagen (§§ 7, 9b AtG) die Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen.

Die alliierten Besatzungsmächte untersagten die friedliche Entwicklung und Nutzung der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland bis 1955. Das Atomgesetz wurde mithin erst im Jahre 1959 verabschiedet und trat zum 1. Januar 1960 in Kraft. Als Kernstück des deutschen Atomenergierechts regelt das Atomgesetz die staatliche Überwachung, die Haftung für Schäden und staatliche Maßnahmen bei Ordnungswidrigkeiten. Das Atomgesetz enthält wegen des Gefährdungspotentials der Kernenergie strenge Genehmigungsregeln und Aufsichtspflichten. Als Aufgaben des Gesetzes nennt § 1 AtG:

Genehmigungsregeln

Aufsichtspflichten

- Die Erforschung, die Entwicklung und die Nutzung der Kernenergie zu friedlichen Zwecken zu fördern;
- Leben, Gesundheit und Sachgüter vor den Gefahren der Kernenergie und der schädlichen Wirkung ionisierender Strahlen zu schützen und durch Kernenergie oder ionisierende Strahlen verursachte Schäden auszugleichen;
- zu verhindern, daß durch Anwendung oder Freiwerden der Kernenergie die innere oder äußere Sicherheit der Bundesrepublik gefährdet wird;
- die Erfüllung internationaler Verpflichtungen der Bundesrepublik auf dem Gebiet der Kernenergie und des Strahlenschutzes zu gewährleisten.

Die staatliche Kontrolle erstreckt sich auf alle Arten und Phasen des Umgangs mit Kernenergie bzw. Kernbrennstoffen, insbesondere auf sämtliche Schritte des Brennstoffkreislaufs. Im zweiten Abschnitt des Atomgesetzes werden in erster Linie die Genehmigung und Überwachung von Tätigkeiten und Anlagen geregelt, bei denen Kernbrennstoffe erzeugt, be- oder verarbeitet, verwendet, gelagert, weitergegeben, befördert oder beseitigt werden. Unter besondere Genehmigungspflicht sind gestellt:

staatliche Kontrolle

- Import/Export, Transport und Lagerung von Kernbrennstoffen;
- Errichtung, Betrieb und Stillegung von Anreicherungsanlagen, Brennelementfabriken, Kernreaktoren und Wiederaufarbeitungsanlagen;
- Bearbeitung, Verarbeitung oder sonstiges Innehaben von Kernbrennstoffen außerhalb genehmigungsbedürftiger Anlagen;
- Betrieb von Zwischenlagern und
- Errichtung von Anlagen zur Sicherstellung und Endlagerung radioaktiver Abfälle.

Am wichtigsten ist die Genehmigungsvorschrift für Anlagen nach § 7 AtG. Das Anlagengenehmigungssystem ist sowohl personen- als auch anlagenbezogen. Es hat zur Grundlage ein präventives Verbot mit Erlaubnisvorbehalt. Der Genehmigungsbehörde steht auch bei Erfüllung der gesetzlichen Voraussetzungen ein Versagungsermessen zu, falls besondere und unvorhergesehene Umstände, d.h. neuartige potentielle Gefahren dies notwendig machen.

Anlagengenehmigungssystem

Bei Erlaß des Atomgesetzes erschien es durchaus verständlich, wegen der Neuartigkeit der Materie und deren seinerzeit nicht ausreichend übersehbaren Entwicklung das präventive Verbot mit einer Ermessensentscheidung zu verbinden. Nach mehr als 30 Jahren Erfahrung mit der friedlichen Nutzung der Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland wird teils gefordert, ganz oder zumindest für bewährte Bereiche einen Anspruch auf Genehmigung zu normieren. So überwiegt denn auch im Schrifttum die Auffassung, daß es sich bei der Genehmigungsentscheidung weitgehend um einen gebundenen Verwaltungsakt handele, auch wenn die wohl regelmäßig erforderliche Umweltverträglichkeitsprüfung Bewertungsspielräume voraussetzt. Nach der Entstehungsgeschichte, Sinn und Systematik der Regelung, aber auch mit Rücksicht auf die Grundrechtsposition der Antragsteller (Art. 12, 14 GG) stehe der Genehmigungsbehörde kein völlig freies Ermessen zu. In der Praxis kommt dem in Anbetracht des politischen Einflusses, dem die atomrechtlichen Genehmigungsverfahren ausgesetzt sind, wesentliche Bedeutung zu. Die hierzu umfangreich vorliegende Rechtsprechung und Literatur deutet in die Richtung eines eng begrenzten, auf der Rechtsfolgeseite angesiedelten, rechtsstaatlich abgesicherten Versagungsermessens.

Umweltverträglichkeitsprüfung

Versagungsermessen

Die Genehmigung darf nur erteilt werden, wenn

Genehmigungsvoraussetzungen

— keine Bedenken gegen die Zuverlässigkeit und Fachkunde des Antragstellers bzw. der Betriebsleitung bestehen;
— die sonst dort Tätigen die notwendigen Kenntnisse über einen sicheren Betrieb der Anlage, die möglichen Gefahren und die erforderlichen Schutzmaßnahmen besitzen;
— die nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erforderliche Vorsorge gegen Schäden durch die Errichtung und den Betrieb der Anlage getroffen ist;
— die erforderliche Vorsorge für die Erfüllung gesetzlicher Schadensersatzverpflichtungen getroffen ist;
— der erforderliche Schutz gegen Störmaßnahmen oder sonstige Einwirkungen Dritter gewährleistet ist und
— im Hinblick auf die Reinhaltung des Wassers, der Luft und des Bodens keine öffentlichen Interessen der Wahl des Standortes entgegenstehen.

Artikelgesetz

Für nach dem 31. Dezember 1993 erstmals zu erteilende Genehmigungen für Kernkraftwerke ist nach § 7 Abs. 2a AtG, eingefügt durch das 7. Änderungsgesetz vom 29. Juli 1994 (Artikelgesetz), zur *weiteren* Vorsorge gegen Risiken für die Allgemeinheit folgendes erforderlich: Beschaffenheit der Anlage und des Betriebes sind so auszulegen, daß Ereignisse, deren Eintritt durch die zutreffende Vorsorge gegen Schäden praktisch ausgeschlossen ist, einschneidende Maßnahmen zum Schutz vor schädlicher Wirkung ionisierender Strahlen außerhalb des Anlagengeländes nicht erforderlich machen würden. Die bei der Auslegung der Anlage zugrunde zu legenden Ereignisse sind in einer Leitlinie näher zu bestimmen.

Bedürfnisprüfung

Hingegen findet keine Bedürfnisprüfung statt. Daher kann die Genehmigung eines Kernkraftwerkes z.B. nicht mit dem Hinweis verweigert werden,

die in der Anlage erzeugte elektrische Energie würde nicht benötigt. Die Genehmigungsvorschrift ist – wie oben ausgeführt – offen gehalten, d.h. auch bei Vorliegen der vorgenannten Kriterien besteht nicht zwingend ein Rechtsanspruch auf Erteilung der Genehmigung. Die Behörde ist allerdings verpflichtet, ihr Ermessen fehlerfrei auszuüben.

6.3.1.2 Schutzziele

Die grundlegenden Schutzziele und Schutzmaßnahmen finden sich damit in § 7 AtG. Deren Konkretisierung erfolgt durch atomrechtliche Verordnungen. Eine weitergehende Konkretisierung wird durch verwaltungsinterne Regelungen bewirkt. Eine letzte Konkretisierungsstufe erfolgt durch die Bestimmung der Mittel zur Verwirklichung bestimmter Schutzziele und Schutzmaßnahmen nach den *Regeln der Technik.* Ein Beispiel für die Konkretisierung ist die vom Bundesminister des Innern 1983 erlassene Leitlinie zur Auslegung von Kernreaktoren (Druckwassertyp mit einer thermischen Leistung von ca. 3 700 MWth). Sie definiert im einzelnen unter Abstützung auf bestimmte Annahmen die in Betracht zu ziehenden Störfälle und nennt die Randbedingungen, unter denen die Auslegung der konkreten Anlage gegen diese Störfälle als ausreichend anzusehen ist. Diese sog. Störfalleitlinie konkretisiert damit die Anforderungen nach § 28 Abs. 3 der Strahlenschutzverordnung.

atomrechtliche Verordnungen

Leitlinien

Störfalleitlinie

Begrifflich ist in diesem Zusammenhang klarzustellen: *Störfälle* liegen vor, wenn vom Normalbetrieb abweichende Anlagenzustände infolge des Ausfalls von Anlagenteilen durch entsprechende Sicherheitseinrichtungen beherrscht werden. *Unfälle* liegen dagegen bei Ereignisabläufen vor, die infolge fehlender Sicherheitseinrichtungen nicht beherrscht werden. Gegen diese braucht die Anlage nicht ausgelegt zu werden, da hierunter nur Fälle begriffen werden, in denen Schäden nach dem Maßstab der praktischen Vernunft ausgeschlossen sind (sog. »hypothetische Störfälle«). Abhängig vom sicherheitstechnischen Standard kann daher ein bestimmter Lastfall (Kühlmittelverlust, Ausfall der elektrischen Eigenbedarfsversorgung) ein Störfall oder ein Unfall sein. Störfall dann, wenn Sicherheitseinrichtungen vorhanden sind, die den Lastfall beherrschen; Unfall dann, wenn der Lastfall nicht beherrscht wird.

Störfälle

Unfälle

Die rechtspolitischen Forderungen gehen dahin, die Leitlinie als Rechtsverordnung zu erlassen und dadurch mit Gemeinverbindlichkeit – auch für Bürger und Gerichte – auszustatten.

Das Bundesverfassungsgericht hat in zwei Entscheidungen grundsätzlich zu der Vereinbarkeit der Genehmigungsnorm des § 7 AtG mit den verfassungsrechtlichen Grundrechten Stellung genommen und diese bejaht. Es führt u.a. sinngemäß aus, daß in der objektiven Nichterreichbarkeit absoluter Sicherheit keine Verletzung von Grundrechten vorliegt. Vom Gesetzgeber im Hinblick auf seine Schutzpflicht eine Regelung zu fordern, die mit absoluter Sicherheit Grundrechtsgefährdungen ausschließt, die aus der Zulassung technischer Anlagen und ihrem Betrieb möglicherweise entstehen

können, hieße, die Grenzen menschlichen Erkenntnisvermögens zu verkennen und würde weithin jede staatliche Zulassung der Nutzung von Technik verbannen. Für die Gestaltung der Sozialordnung muß es insoweit bei Abschätzung anhand praktischer Vernunft verbleiben. Ungewißheiten jenseits dieser *Schwelle praktischer Vernunft* sind unentrinnbar und insoweit als sozialadäquate Lasten von allen Bürgern zu tragen. Übertriebene Anforderungen an die Bestimmtheit von Normen und Regelwerken zu stellen, hieße, dem dynamischen Grundrechtsschutz in Ansehung der Weiterentwicklung der Technik und Wissenschaft zuwiderzuhandeln. Die Verwendung unbestimmter Rechtsbegriffe ist verfassungsrechtlich unbedenklich und entspricht der Tradition des deutschen Sicherheitsrechts. Hiermit wird der Entwicklungsoffenheit des Atomrechts gleichermaßen wie dem dynamischen Grundrechtsschutz Rechnung getragen.

Sozialordnung

dynamischer Grundrechtsschutz

Beispiele für den außerordentlich dynamischen Entwicklungsprozeß sind die in den vergangenen 30 Jahren zusätzlich gewonnenen Erkenntnisse des Strahlenschutzes sowie zahlreiche sicherheitstechnische Optimierungen für Bau und Betrieb kerntechnischer Anlagen. Die in 1989 erfolgte, umfassende Novellierung der Strahlenschutzverordnung belegt, wie der fortgeschrittene Stand von Wissenschaft und Technik auch rechtlich zeitgemäß umgesetzt wird. Dem EURATOM-Vertrag folgend wurden z.B. das Konzept der sogenannten »effektiven Dosis« und neue Daten über die Radiotoxizität der einzelnen Nuklide in das deutsche Recht übernommen. Trotz der Anpassung an EG-Normen verblieb es grundsätzlich bei den strengeren Grenzwerten der bisherigen Strahlenschutzverordnung. Zahlreiche weitere Änderungen tragen praktischen Erfahrungen beim bisherigen Vollzug Rechnung.

Strahlenschutzverordnung

Gleichwohl bedarf es in Ansehung der bestehenden Rechtsunsicherheiten in Teilbereichen durchaus der Konkretisierung. Beispiel hierfür ist der Anlagenbegriff. Auch hat der Verordnungsgeber von den umfangreichen Ermächtigungsnormen im Atomgesetz bislang nur bescheiden Gebrauch gemacht. Rechtsunsicherheiten und ein wachsender *Weisungsbedarf* durch den Bundesumweltminister sind Folgen dessen.

6.3.1.3 Novellierungsbestrebungen

Novellierung des Atomgesetzes

Der Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit plant eine umfassende Novellierung des Atomgesetzes. Dabei ist der im weltweiten Vergleich erreichte, hohe Sicherheitsstandard kerntechnischer Anlagen in der Bundesrepublik Deutschland unbestritten, zu dem das Atomgesetz in mehr als 30 Jahren wesentlich beigetragen hat. Mithin wird allgemein nicht bestritten, daß sich das Atomgesetz als rechtliche Grundlage bewährt hat. Ziel der Novelle ist es, das Atomgesetz im Vergleich zu anderen Bereichen des technischen Sicherheitsrechts anzupassen, verfahrensmäßig zu verbessern und hierbei zugleich eine Harmonisierung mit internationalen Vorschriften bzw. Sicherheitskonventionen zu erreichen.

Die teils geäußerte Skepsis hinsichtlich einer so weitreichenden Novellierung bezieht sich allem voran auf den gewählten Zeitpunkt, da man befürch-

tet, ausreichende parlamentarische Mehrheiten für sachgerechte Regelungen derzeit und überschaubar nicht oder nur schwer finden zu können. Die unterschiedliche Haltung der im Parlament vertretenen Parteien zur friedlichen Nutzung der Kernenergie gibt Anlaß zu diesen Zweifeln. Das Atomgesetz hatte sich in seiner ursprünglichen Fassung bezüglich der Genehmigung von Anlagen weitgehend an die Regelungen der Gewerbeordnung (§§ 16 ff) gehalten, die heute im Bundesimmissionsschutzgesetz (§§ 4 ff) fortleben. Das Prinzip dieses Regelungswerkes ist geeignet, den Fortschritt des naturwissenschaftlichen und medizinischen Erkenntnisstandes hinsichtlich der Auswirkungen der Anlagen sowie der technischen Möglichkeiten gebührend zu berücksichtigen sowie den möglichen Gefahren, die von einer kerntechnischen Anlage ausgehen können, zu begegnen. Mithin sollte man an diesem Prinzip festhalten oder – soweit in der Vergangenheit von ihm abgewichen wurde – wieder zu ihm zurückkehren.

6.3.2 Genehmigungsablauf

6.3.2.1 Verfahren

Genehmigungsantrag

Der Standort- und projektbezogene Genehmigungsantrag ist mit projektbeschreibenden Unterlagen an ein Ministerium oder mehrere Ministerien des Bundeslandes zu richten, in welchem die Anlage verwirklicht werden soll. Abweichend zu vielen Staaten in der Europäischen Gemeinschaft gibt es in der Bundesrepublik Deutschland keine zentrale Genehmigungsbehörde. Das von den einzelnen Bundesländern nach Landesrecht jeweils bestimmte Ministerium ist zuständig für die atomrechtlichen Genehmigungsverfahren innerhalb ihrer Hoheitsgebiete. Die Länder handeln gemäß Art. 87c und 85 des Grundgesetzes im Rahmen des atomrechtlichen Gesetzesvollzuges nach Weisung des Bundes. Die Ländergenehmigungsbehörden wirken mit dem Bundesumweltministerium im »Länderausschuß Atomkernenergie« zur Harmonisierung der Verfahrensanforderungen zwischen den Ländern zusammen. In den letzten Jahren wurden in diesem Ausschuß zahlreiche Anstrengungen unternommen, um die Genehmigungsverfahren für Nuklearanlagen, insbesondere solche des Brennstoffkreislaufes, zu beschleunigen.

Länderausschuß Atomkernenergie

Dem Bund obliegt im Rahmen der konkurrierenden Gesetzgebung (Art. 74 Ziffer 11a GG) die alleinige Kompetenz, für die Reaktorsicherheit und den Strahlenschutz normative Festlegungen zu treffen. Als Ausfluß der Bundesauftragsverwaltung übt der Bund die Aufsicht über die landesbehördlichen Entscheidungen sowohl hinsichtlich der Rechts- als auch der Zweckmäßigkeitsprüfung aus. Diese Aufgabenteilung zwischen Bund und Ländern birgt ein Konfliktpotential in sich. So wird in einzelnen Bundesländern (Hessen, Niedersachsen und teils auch Nordrhein-Westfalen) versucht, den dort politisch gewollten Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie durch Verzögerung oder Verhinderung der Genehmigungserteilung für konkrete Anlagen zu praktizieren.

Bundesauftragsverwaltung

ausstiegsorientierter Gesetzesvollzug

Dieser sog. *ausstiegsorientierte Gesetzesvollzug im Atomrecht* ist nicht nur rechtswidrig, sondern stellt zugleich auch einen Angriff auf unseren Rechtsstaat dar. Diese Form der Angriffe wendet sich in erster Linie gegen Anlagen der nuklearen Versorgung (Brennelementfabrik in Hanau) und der nuklearen Entsorgung (Endlager für radioaktive Abfälle bei Morsleben sowie geplante in der Erzgrube Konrad und im Salzstock bei Gorleben). Daß es nicht vorrangig um die vorgegebenen sicherheitstechnischen Bedenken geht, sondern um die Durchsetzung des politisch gewünschten Ausstiegs, wird spätestens an der Taktik erkennbar, nämlich die friedliche Nutzung der Kernenergie auf diese Weise *zu strangulieren.* Man blockiert bzw. verzögert nukleare Endlagerprojekte, obwohl diese Einrichtungen unabhängig von der Nutzungsdauer der Kernenergie in unserem Land auf jeden Fall benötigt werden. Hierbei wird zum Teil staatlicherseits billigend in Kauf genommen, daß z.B. für radioaktive Abfälle aus dem medizinischen Bereich die vorhandenen Lagerkapazitäten zu erschöpfen drohen.

6.3.2.2 Weisungsrecht des Bundes

aufsichtsrechtliche Weisungen

Der Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ist zunehmend gehalten, durch *aufsichtsrechtliche Weisungen* diese Form der Obstruktionspolitik im Rahmen konkreter Genehmigungsverfahren zu durchbrechen. Das zur Überprüfung solcher Weisungen in zwei Fällen angerufene Bundesverfassungsgericht hat hierzu sinngemäß ausgeführt: Die Wahrnehmungskompetenz stehe unentziehbar dem Land zu. Ein Eintrittsrecht des Bundes sehe Art. 85 Grundgesetz nicht vor. Für die sog. Sachkompetenz (Sachbeurteilung und Sachentscheidung) gelte das hingegen nicht. Zwar liege diese zunächst beim Land. Der Bund könne aber, indem er von seinem Weisungsrecht Gebrauch mache, nach eigener Entscheidung die Sachkompetenz an sich ziehen. Das Land habe in aller Regel die Weisungen zu befolgen.

Träger von Grundrechten

Das Gericht geht in seiner Feststellung so weit, daß den Ländern kein einforderbares Recht gegenüber dem Bund zustehe, daß dieser selbst einen Verstoß gegen Grundrechtsbestimmungen unterläßt. Die Länder seien nicht Träger von Grundrechten. Eine Grenze alleiniger Gemeinwohlverantwortlichkeit des Bundes ergebe sich erst dann, wenn unter grober Mißachtung der der obersten Bundesbehörde obliegenden Obhutspflicht von dieser zu einem Tun oder Unterlassen das Land angehalten würde, welches im Hinblick auf die damit einhergehende allgemeine Gefährdung oder Verletzung bedeutender Rechtsgüter schlechterdings nicht verantwortet werden kann.

Ungeachtet der klaren Aussagen der höchstrichterlichen Rechtsprechung zu dem weitreichenden Weisungsrecht nach Art. 85 Abs. 3 Grundgesetz beharren einige Bundesländer – z.B. Niedersachsen und Hessen – auf ihrer rechtswidrigen Gegenwehr. Abmahnungen, aufsichtsrechtliche Gespräche sowie auch die Anrufung der Gerichte führen zu Verzögerungen der Genehmigungsverfahren und damit auch zur Verteuerung der Projekte. Zur Beschleunigung erwägt der zuständige Bundesminister, von sich aus die Gerichte im Eilverfahren anzurufen; die Bauherren/Betreiber prüfen vermehrt

Schadensersatzansprüche. Hinsichtlich der Brennelementfabrik in Hanau sowie des Kernkraftwerkes Mülheim-Kärlich sind wegen der Genehmigungsverfahren Schadensersatzklagen jeweils gegen das Land seitens der Betreiber anhängig aber noch nicht rechtskräftig entschieden.

Schadensersatzansprüche

Bei dieser Form des politisch ausgetragenen Streits um die friedliche Nutzung der Kernenergie in unserem Land sollte bedacht werden, daß weit über den Gegenstand der Auseinandersetzung hinaus die Funktionsfähigkeit des Rechtsstaats in Mitleidenschaft gezogen werden kann. Den Ungehorsam gegen ein geltendes Gesetz zum Programm einer Regierung zu erheben und durch die nachgeordnete Exekutive praktizieren zu lassen, sollte selbst diejenigen nachdenklich stimmen, die an der Kernenergie selbst wenig Gefallen finden.

6.3.2.3 Bundesumweltministerium

Reaktorsicherheit

Strahlenschutz

Förderung der Kernenergie

Auf Bundesebene ist seit Herbst 1986 der Bundesminister für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit für die Wahrnehmung der Schutzaufgaben im Bereich der Reaktorsicherheit und des Strahlenschutzes zuständig. Getrennt hiervon ist der Bundesminister für Forschung und Technologie für die Förderung der Kernenergie verantwortlich. Auch dann, wenn der Förderungszweck im Atomgesetz entfallen sollte, verbleibt bei ihm die sicherheitstechnisch relevante Grundlagenforschung. Eine größere Unabhängigkeit bei Entscheidungen über Fragen der Reaktorsicherheit und des Strahlenschutzes wird hierdurch angestrebt und gewährleistet.

6.3.2.4 Genehmigungsablauf für Kernkraftwerke

Genehmigungsverfahren für Kernkraftwerke

Die Abwicklung des Genehmigungsverfahrens für ein Kernkraftwerk umfaßt zahlreiche Verwaltungsentscheidungen in den Zuständigkeiten nicht nur des Atomrechts, sondern auch des Wasser-, Energiewirtschafts-, Bau-, Naturschutz-, Landschaftsschutz- und allgemeinen Immissionsschutzrechts und ist damit kompliziert und langwierig. Der in Abbildung 6.24 wiedergegebene Ablauf ist vereinfacht und läßt auch die Zahl der eingeschalteten Behörden nicht vollständig erkennen.

Die Genehmigungsbehörde beteiligt alle weiteren Behörden, deren Zuständigkeitsbereich betroffen ist, etwa die Bau- und Wasserbehörden. In einigen Ländern ermöglicht das Landesrecht eine Verfahrenskonzentration auf dem Gebiet des Wasserrechts oder des Baurechts. Die Beteiligung gilt auch für das Bundesministerium, von dem die atomrechtliche Genehmigungsbehörde Weisungen einzuholen hat und das wiederum weitere betroffene Bundesministerien einschaltet. Bei ihrer Prüftätigkeit ziehen die Genehmigungsbehörden Gutachter hinzu. Auf dem Gebiet der Reaktorsicherheit und des Strahlenschutzes sind dies in der Regel die Technischen Überwachungsvereine (TÜV) und die Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS). Das zuständige Bundesministerium läßt sich bei der Wahrnehmung seiner Aufsichtspflicht und in grundsätzlichen Fragen von seinen Sachverständigengre-

Gutachter

atomrechtliches Genehmigungsverfahren

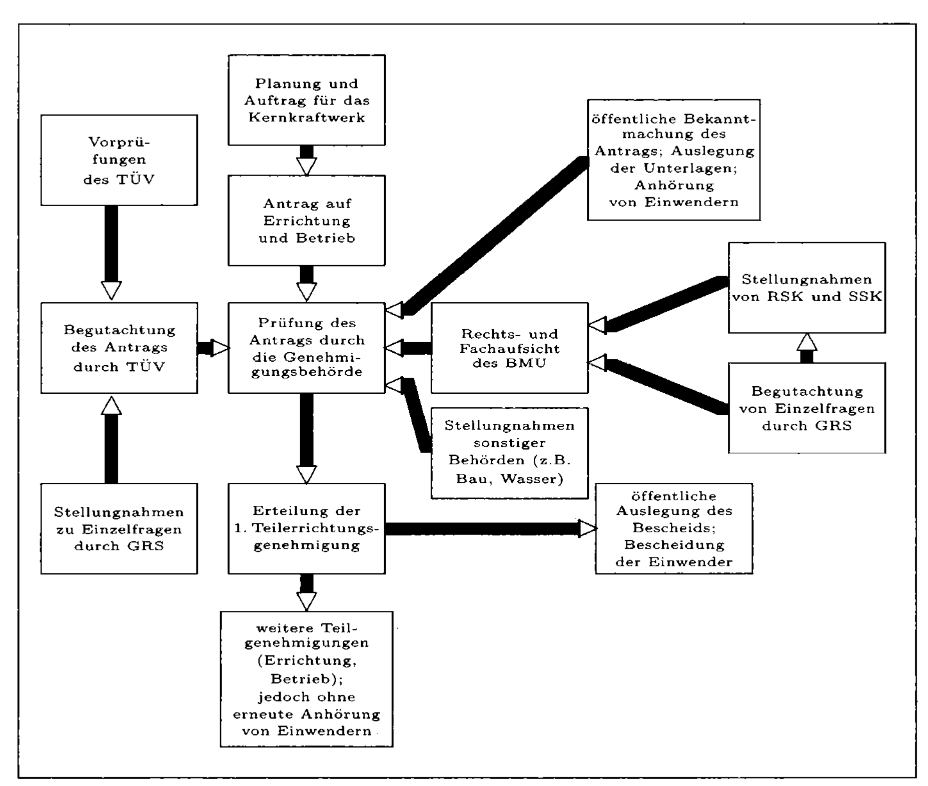


Abbildung 6.24: Schematischer Ablauf des atomrechtlichen Genehmigungsverfahrens in der Bundesrepublik Deutschland.

mien, der Reaktorsicherheitskommission (RSK) und der Strahlenschutzkommission (SSK), beraten. Diesen Kommissionen gehören unabhängige und sachkundige Experten der einschlägigen Wissenschaftsgebiete an.

6.3.2.5 Teilgenehmigungspraxis

Errichtungs- und Betriebsgenehmigung

Die Errichtungsgenehmigung und die Betriebsgenehmigung werden nacheinander jeweils erst dann erteilt, wenn die Ergebnisse aller in dem Ablaufdiagramm (s. Abbildung 6.24) bezeichneten Untersuchungen, Begutachtungen und Stellungnahmen vorliegen. In der Praxis hat es sich durchgesetzt, die Errichtungs- und die Betriebsphase jeweils in mehreren Teilschritten abzuarbeiten und deshalb den Genehmigungsgegenstand in verschiedene Teilgenehmigungen aufzuspalten. Besondere Bedeutung hat im Rahmen dieser Teilgenehmigungsfolge die erste Teilerrichtungsgenehmigung, da die Behörde mit ihr nicht nur die ersten Baumaßnahmen, sondern auch den Standort und das sicherheitstechnische Grundkonzept der Anlage (vorläufig positives Gesamturteil) billigt.

erste Teilerrichtungsgenehmigung

Durch die Rechtsprechung ist inzwischen herausgearbeitet worden, daß die einzelnen Teilgenehmigungen Bindungswirkung für Folgegenehmigungen

Bindungswirkung

entfalten, so z.B., daß die Genehmigungsbehörde nach einer ersten Teilgenehmigung Standort oder sicherheitstechnisches Grundkonzept nicht mehr in Frage stellen darf, ohne zugleich die erste Teilgenehmigung zu widerrufen. Mit Hilfe des Instruments der Teilgenehmigung hat die Genehmigungsbehörde die Möglichkeit, während der mehrjährigen Bauzeit einer Anlage auch die Berücksichtigung neuerer technischer und wissenschaftlicher Erkenntnisse über die Sicherheit durch entsprechende Auflagen zu erwirken, soweit dem nicht die Bindungswirkung vorausgegangener Teilgenehmigungen entgegensteht. Der Antragsteller kann also veranlaßt werden, die Konzeption und die Ausführung der Anlage zu ändern, soweit hiermit kein Eingriff in bereits genehmigungsrechtlich geschützte Positionen verbunden ist. Wesentlicher Inhalt der 1. Teilgenehmigung ist das »vorläufig positive Gesamturteil«. Die angestrebte Novelle des Atomgesetzes will die Rechtssicherheit hinsichtlich der Bindungswirkung erhöhen.

vorläufig positives Gesamturteil

Nach Erteilung der Betriebsgenehmigung wacht die Aufsichtsbehörde während der gesamten Lebenszeit einer kerntechnischen Anlage darüber, daß alle mit der Genehmigung verbundenen Auflagen eingehalten werden. Die Genehmigungsbehörde kann auch später noch – z.T. aber nur entschädigungspflichtig – Einschränkungen bzw. Nachforderungen verfügen. Sie muß eine erteilte Genehmigung widerrufen, wenn eine erhebliche Gefährdung vorhanden ist, die nicht durch andere Maßnahmen, etwa den Vollzug nachträglicher Auflagen, beseitigt werden kann.

nachträgliche Auflagen

6.3.2.6 Frühe Beteiligung der Öffentlichkeit

Nach § 6 der Atomrechtlichen Verfahrensverordnung muß der Antrag auf Genehmigung zusammen mit den projektbeschreibenden Unterlagen, insbesondere einem Sicherheitsbericht und einer Kurzbeschreibung, öffentlich ausgelegt werden. Jeder kann Einsicht nehmen und seine Bedenken der Genehmigungsbehörde innerhalb der gesetzlichen Frist von zwei Monaten mitteilen. Die Genehmigungsbehörde hat jeden Einzelfall zu prüfen und in ihrer Schlußentscheidung inhaltlich zu würdigen.

Sicherheitsbericht

In diesen Rahmen der Bürgerbeteiligung fällt auch der gesetzlich vorgeschriebene Erörterungstermin. Die Rechtsprechung hat den hohen Stellenwert dieser frühen Beteiligung unterstrichen. Diese wird auch aus politischen Gründen begrüßt. Gleichwohl führt sie zu immer größeren Belastungen, insbesondere der Genehmigungsbehörden, die verglichen zu früher mit einer sehr hohen Anzahl von Einwendungen – bei grenznahen Anlagen auch aus dem Ausland – sowohl mit der Erfassung als auch der inhaltlichen Bearbeitung in angemessener Zeit fertig werden müssen.

Erörterungstermin

Einwendungen

Die frühe Beteiligung der Öffentlichkeit dient u.a. dem Ziel, relevante Einwendungen bei Projekten noch berücksichtigen zu können. Der häufig von den organisierten Kernenergiegegnern vorgebrachte Einwand, daß die Planung ohnehin unverrückbar feststehe und der Erörterungstermin mithin keine Veränderungen mehr bewirken könne, wird durch die Praxis widerlegt. Genehmigungsbehörden haben infolge von Einwendungen durchaus schon

behördlich verlangte Konzeptänderungen

Veränderungen hinsichtlich des Anlagenkonzepts verlangt. Von den gleichen Gegnern wird aber ebenso regelmäßig eingewandt, daß die zum Erörterungstermin vorgestellte Planung noch gar nicht weit genug gediehen sei. Diese in sich widersprüchliche Argumentation bestätigt den Eindruck vieler Erörterungstermine, daß nicht das konkrete Projekt und seine Auswirkungen auf die Umgebung, sondern vielmehr die friedliche Nutzung der Kernenergie ganz allgemein zur Diskussion steht. Ernstzunehmende Einsprüche besorgter Nachbarn in der Umgebung gehen dabei ganz oder weitgehend unter. Überregional organisierte Kernenergiegegner bewirken – unterstützt durch ortsansässige Gruppen – eine weitgehende Entfremdung des eigentlichen Zwecks des Erörterungstermins. Die Genehmigungsbehörde, die sich im Erörterungstermin der für das Projekt eingeschalteten Sachverständigen unterstützend bedient, ist gleich dem Antragsteller für die Anlage massivsten Angriffen und teils auch Beschimpfungen ausgesetzt. In Anbetracht auch der Medienwirksamkeit solcher Erörterungstermine leidet die Sachdiskussion teils erheblich. Die Behörden und ggf. auch die Gerichte werden damit vor immer schwieriger zu bewältigende Aufgaben gestellt.

Es sollte insbesondere das Problem der Masseneinsprüche überdacht werden, nachdem die organisierten Kernenergiegegner zu einer immer verfeinerten *Logistik* übergegangen sind. Statt früher mit inhaltlich gleichen Einwendungen mit zahlreichen Unterschriften versuchen Oppositionsgruppen kerntechnischer Projekte heute vermehrt, die Anzahl der Individualeinwendungen extrem zu erhöhen. Bei der Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf konnten Gegner des Projektes sog. Individualeinwendungen von Oppositionsgruppen abrufen und anschließend einreichen. Hiervon verspricht man sich zumindest seitens der Kernenergiegegner einen deutlich höheren Verwaltungsaufwand bei Erfassung und Registrierung der Einsprüche durch die Genehmigungsbehörde. Befremdend wirkt, wenn – wie in Niedersachsen geschehen – der zuständige Landesminister einerseits aufruft, möglichst viele Einsprüche zu erheben, andererseits dann aber beklagt, daß er sehr lange Zeit benötige, um diese zu registrieren und für den Erörterungstermin aufzubereiten. Gegen das geplante Endlager Konrad wurden fast 300 000 Einwendungen erhoben. Der Erörterungstermin erstreckte sich über 75 Verhandlungstage in einem Zeitraum von fünfeinhalb Monaten. Die Kosten hierfür beliefen sich auf über 20 Mio. DM.

Individual-einwendungen

Die Atomrechtliche Verfahrensverordnung bringt nur insoweit eine Verfahrenserleichterung, als es der Behörde erlaubt ist, bei einer Großzahl von Einwendungsführern die Genehmigungsentscheidung öffentlich zuzustellen. Die frühere Pflicht zur Einzelversendung des Genehmigungsbescheids ist entfallen. Die Novelle zur Atomrechtlichen Verfahrensverordnung im Jahre 1982 hat darüber hinaus in Anlehnung an die bis dahin ergangene Rechtsprechung die Pflicht zur erneuten Öffentlichkeitsbeteiligung bei wesentlichen Änderungen genehmigungsbedürftiger Vorhaben auf diejenigen Fälle eingegrenzt, in denen ein schutzwürdiges Interesse der Öffentlichkeit an einer Verfahrensbeteiligung anzuerkennen ist. Damit wurde insgesamt ein gerechter Ausgleich zwischen den Individualinteressen der betroffenen

Öffentlichkeits-beteiligung bei Änderungen

Bürger und dem energiewirtschaftlichen Gesamtinteresse der Allgemeinheit sowie dem administrativen Rechtsgewährungsinteresse des Projektträgers erreicht.

6.3.2.7 Genehmigungsform und -inhalt

Für alle atomrechtlichen Genehmigungs- und Zulassungsverfahren gelten die Vorschriften über die Schriftform der Genehmigung. Vorschriften des Atomgesetzes regeln inhaltliche Beschränkungen, Auflagen und Widerruf (§ 17 AtG), Entschädigung bei Rücknahme oder Widerruf von Genehmigungen (§ 18 AtG), die Anordnungsrechte der Aufsichtsbehörde (§ 19 Abs. 3 AtG) sowie die Zuziehung von Sachverständigen (§ 20 AtG). Befristungen sind mit Ausnahme der Anlagengenehmigung nach § 7 AtG für alle Genehmigungen möglich (§ 17 AtG). Die Vorsorge für die Erfüllung gesetzlicher Schadensersatzverpflichtungen regelt sich nach §§ 13 bis 15 AtG in Verbindung mit der Atomrechtlichen Deckungsvorsorge-Verordnung sowie die Kostenregelung nach §§ 21, 21a und 21b AtG in Verbindung mit der Kostenverordnung zum Atomgesetz.

Befristungen

Schadensersatzverpflichtungen

6.3.2.8 Beschleunigung der Genehmigungsverfahren

Die von verschiedenen Seiten – sowohl von den Bauherren/Betreibern aber auch der Politik – erhobenen Forderungen nach Verbesserung von Recht und Praxis zur Beschleunigung der zeitlich ausgeuferten Genehmigungsverfahren sind in der Folgezeit nicht ohne Wirkung geblieben. Eine gewisse Konkretisierung der unbestimmten Rechtsbegriffe des zentralen Genehmigungstatbestandes in § 7 AtG ist durch die bereits erwähnte Störfalleitlinie zu § 28 Abs. 3 Strahlenschutzverordnung erreicht worden. Im übrigen hat die höchstrichterliche Rechtsprechung teilweise eine de-facto-Bindung an Verwaltungsvorschriften und eine Einengung des Ermessensspielraumes in § 7 AtG akzeptiert.

Störfalleitlinie der Strahlenschutzverordnung

Die Reform des Rechts der Öffentlichkeitsbeteiligung bei atomrechtlichen Genehmigungsverfahren ist durch die Novelle der Atomrechtlichen Verfahrensverordnung aus dem Jahr 1982 bewirkt worden. Eine Verringerung der Zahl der Teilerrichtungsgenehmigungen, eine weitgehende Vereinheitlichung der Antragsunterlagen für standardisierte Kraftwerke, eine arbeitsteilige Begutachtung und eine Bindung von Sachverständigen und Behörden an diese wurde durch die Vereinbarung des sog. Konvoiverfahrens erzielt. Nach diesem Verfahren wurden die Kernkraftwerke Isar II, Emsland und GKN II abgewickelt. Da die Kraftwerke in wesentlichen Teilen zeichnungsgleich sind, wurde für sie in den Genehmigungsverfahren ein standardisierter Unterlagensatz zugrunde gelegt, der als solcher nur einmal – und zwar arbeitsteilig von den örtlich zuständigen Technischen Überwachungsvereinen – begutachtet wurde, wobei lediglich eine »Differenzbegutachtung« im Hinblick auf Abweichungen vom Standard projektbezogen erfolgte. Die Inhalte der einzelnen Teilgenehmigungen sind aufeinander abgestimmt, so daß

Konvoiverfahren

Differenzbegutachtung

auch der äußere Gang des Genehmigungsverfahrens eine gewisse Vereinheitlichung aufweist. Die Erfahrungen mit einer derartigen Abwicklung in rund 6 Jahren lassen in der Tat Rationalisierungsvorteile erkennen. Diese Verfahrensgestaltung kann für die künftige Abwicklung in verfahrensökonomischer Hinsicht durchaus als maßstabbildend gewertet werden.

Ob und ggf. in welchem Umfang von diesem – an das französische Beispiel angelehnte – Verfahren in unserem Land künftig Gebrauch gemacht werden kann, hängt von zahlreichen Faktoren ab. Zum einen müßte sich nach Aussagen des zuständigen Bundesministers ein entsprechendes Konvoiverfahren auf die in Entwicklung befindlichen, weiter fortgeschrittenen Reaktortypen beziehen. Zum anderen stellt sich rein vom Bedarf her die Frage, ob die parallele Durchführung der Genehmigungsverfahren für mehrere Kernkraftwerke gleichen Typs überhaupt geboten ist. Schließlich sind allem voran die politischen Rahmenbedingungen für den Bau neuer Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland derzeit noch mit solchen Unsicherheiten behaftet, daß hierin wohl das größte Hemmnis zu sehen ist. Es fehlt bislang am Grundkonsens der volkstragenden Parteien im Bundestag über die weitere friedliche Nutzung der Kernenergie. Die Genehmigungsverfahren werden behördenseitig vielfach mit prohibitiver Zielsetzung praktiziert. Dies hat z.B. zur Beendigung des Projektes des Schnellen Brüters SNR 300 in Kalkar geführt hat. In Mülheim-Kärlich steht ein brandneues Kernkraftwerk mit höchsten Sicherheitsvorkehrungen still, und nur deswegen, weil dort der Mikro-Standort um 70 m verschoben worden ist und dies in einem neuen Auslegungsverfahren nach Ansicht des erkennenden Oberverwaltungsgerichts nicht sauber rechtlich abgearbeitet worden ist. Das Bundesverwaltungsgericht ist dieser Rechtsauffassung mit seiner Entscheidung vom 11. März 1993 entgegengetreten und hat zur inhaltlichen Prüfung der *nachgebesserten* neu erlassenen 1. Teilerrichtungsgenehmigung die Sache zur Prüfung und Entscheidung an das Oberverwaltungsgericht zurückverwiesen. Es bleibt zu hoffen, daß im Jahr 1994 der Weg für die Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerkes geebnet wird. Die zeitliche und damit auch kostenmäßige Unberechenbarkeit von atomrechtlichen Genehmigungsverfahren führte letztendlich dazu, daß die Kernkraftwerksstandorte in den neuen Bundesländern (Greifswald und Stendal) nicht durch Nachrüstung oder neue Kraftwerke erhalten wurden; für Greifswald ist der Bau eines Brennelement-Zwischenlagers im Genehmigungsverfahren.

Mülheim-Kärlich

6.3.3 Kernenergie und Rechtsschutz

6.3.3.1 Rechtsschutz

Jede Entscheidung der Genehmigungsbehörde kann, soweit sie zur Regelung eines Einzelfalls mit Außenwirkung (also nicht nur behördenintern oder rein verfahrensleitend) ergeht, zur verwaltungsgerichtlichen Überprüfung gestellt werden. Während dies in den 60er Jahren hinsichtlich der Genehmigungen für Errichtung und Betrieb kerntechnischer Anlagen nur vereinzelt –

verwaltungsgerichtliche Überprüfung

und erfolglos – geschah, entspricht es seit vielen Jahren der Praxis, jedes kerntechnische Projekt vor den Verwaltungsgerichten anzugreifen. Die Gerichte werden damit zu den Trägern der Letztentscheidung und der Letztverantwortung über ökonomische und sicherheitspolitische Fragen von hohem Rang.

Rechtsschutz

Der Rechtsschutz gegen Verwaltungsakte (Genehmigungen) des atomrechtlichen Verfahrens unterscheidet sich nicht von dem gegen sonstige Behördenentscheidungen und folgt den Bestimmungen der Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO). Danach kann jede Genehmigung grundsätzlich und zunächst mit dem Widerspruch im sog. (vorgerichtlichen) Vorverfahren angefochten werden. Hilft die Behörde, die die Entscheidung erlassen hat, dem Widerspruch selbst nicht ab, legt sie den Vorgang der nächsthöheren Behörde vor, die über den Widerspruch dann zu entscheiden hat. Diese gibt dem Widerspruch entweder statt und hebt die Genehmigung ganz oder teilweise auf oder erläßt einen (ablehnenden) Widerspruchsbescheid. Erst durch letzteren ist der Weg frei, innerhalb eines Monats nach Zustellung des Widerspruchsbescheides Klage zu erheben.

Verwaltungsgerichtsordnung (VwGO)

Widerspruch

Dieses Vorverfahrens bedarf es in der Regel dann nicht, wenn der ursprünglich angefochtene Verwaltungsakt durch eine oberste Bundes- oder Landesbehörde erlassen wurde. In diesen Fällen fehlt es nach der Behördenstruktur an einer aufsichtsführenden nächsthöheren Behörde. Entsprechend den Zuständigkeitsregelungen nach dem Atomgesetz (§§ 22-24 AtG) wird die Genehmigung zur Errichtung und Betrieb von kerntechnischen Anlagen fast ausnahmslos von obersten Bundes- oder Landesbehörden erlassen, so daß sofort Klage erhoben werden kann.

Klage

Nach dem Gesetz zur Beschleunigung verwaltungsgerichtlicher und finanzgerichtlicher Verfahren vom 04.07.1985 ist für die Mehrzahl der Genehmigungsverfahren nach dem Atomgesetz (§§ 6, 7, 9b und 9c AtG) die Klage – abweichend vom Normalfall – nicht bei den (unteren) Verwaltungsgerichten, sondern bei den Oberverwaltungsgerichten (OVG) einzulegen, die in einigen Bundesländern die Bezeichnung Verwaltungsgerichtshof (VGH) führen. Hierdurch erhofft man sich eine zeitliche Verkürzung der häufig weit über zehn Jahre dauernden Gerichtsverfahren. Gegen die Entscheidung (Urteil) des OVG/VGH ist dann allenfalls und letztinstanzlich das Bundesverwaltungsgericht im Wege der Revision anzurufen. Dieses entscheidet abschließend.

Die Verkürzung des verwaltungsgerichtlichen Instanzenzuges für einen bestimmten Kreis von Großprojekten hat ohne Zweifel zu der gewünschten Entlastung der (unteren) Verwaltungsgerichte geführt. Die angestrebte Beschleunigung der Verfahren blieb allerdings hinter den Erwartungen zurück. Grund hierfür ist zum einen, daß die Verfahrenskonzentration nur atomrechtliche, nicht auch etwaige sonstige (bau- oder wasserrechtliche) Streitigkeiten im Hinblick auf solche Anlagen erfaßt; zum anderen, daß die Zulässigkeit der Revision zum Bundesverwaltungsgericht nicht kraft Gesetzes vorgesehen ist. Lehnen Oberverwaltungsgericht/Verwaltungsgerichtshof die Zulassung der Revision ab, dann bedarf es vorlaufend zur Einlegung

der Revision der (erfolgreichen) Nichtzulassungsbeschwerde beim Bundesverwaltungsgericht, wodurch in der Praxis zusätzlich Zeit verloren geht.

6.3.3.2 Aufschiebende Wirkung

Suspensiveffekt

Die Einlegung des Widerspruchs im verwaltungsrechtlichen Verfahren sowie die Erhebung der Klage haben Suspensiveffekt für die ergangene Genehmigung, d.h. von dieser darf bis zur Entscheidung über den Widerspruch bzw. die Klage kein Gebrauch gemacht werden. In Anbetracht der Komplexität der Großprojekte und der damit verbundenen umfangreichen Verfahren können bis zur Entscheidung mehrere Jahre vergehen. Folgen eines solchen Baustopps sind nicht nur hohe Stillstandskosten (pro Tag ca. 1 Mio DM), sondern auch Verteuerungen des Projektes infolge der terminlichen Streckung. In Anbetracht der seit Jahren bei fast allen kerntechnischen Anlagen zu erwartenden Klagen sind die Bauherrn/Betreiber dazu übergegangen, in der Regel mit dem Antrag auf Erteilung der Genehmigung auch die sofortige Vollziehbarkeit (Sofortvollzug) derselben zu beantragen. Zur Begründung des sog. Sofortvollzuges weist bei Kernkraftwerken der künftige Betreiber insbesondere auf das öffentliche Interesse an einer gesicherten und preisgünstigen Stromversorgung, und damit auf die Dringlichkeit des konkreten Projektes hin.

sofortige Vollziehbarkeit

Verfügt die Behörde den Sofortvollzug, so kann diese Entscheidung bei Gericht im Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes (Eilverfahren) vom Kläger zur Überprüfung gestellt werden. Bis zur Entscheidung hierüber kann von der Genehmigung Gebrauch gemacht werden, wenn auch auf eigenes Risiko des Bauherrn. Ist die Klage bei Gericht bereits anhängig, dann ist dieses zuständig, über einen Antrag auf Erteilung des Sofortvollzuges zu entscheiden. Seit vielen Jahren dominieren die sog. Eilverfahren die atomrechtliche Rechtsprechung. Zahlreiche Kernkraftwerke in der Bundesrepublik Deutschland wurden, da die Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes der Kläger keinen Erfolg hatten, fertig erstellt, bevor überhaupt die eigentliche Klage (Hauptsache) vor Gericht entschieden wurde. Im vorläufigen Rechtsschutzverfahren erfolgt nur eine summarische Prüfung. Eine »Vollprüfung« nach dem Stand von Wissenschaft und Technik (§ 7 Abs. 2 Nr. 3 AtG) muß dem Hauptsacheverfahren (Klageverfahren) vorbehalten bleiben. In atomrechtlichen Eilverfahren stellen die Gerichte zunehmend stärker auf die Erfolgsaussichten in der Hauptsache ab. Erst wenn feststehe, daß die Erfolgsaussichten derzeit noch offen seien, habe eine Interessenabwägung stattzufinden, und zwar zwischen den Interessen des künftigen Betreibers und denen der Kläger. Dieser Auffassung kann allenfalls für die Fälle gefolgt werden, in denen die Erfolgsaussichten offen zutage treten oder auf Rechtsfragen konzentriert bleiben. Ansonsten verliert das Verfahren des vorläufigen Rechtsschutzes seine Funktion als Eilverfahren, da über eine summarische Prüfung hinaus eine umfangreiche und zeitraubende Sachaufklärung (Beweisaufnahme) erfolgen müßte. Eine Verletzung von Grundrechten ist durch eine einstweilige Errichtung von Teilen einer Atomanlage grundsätzlich nicht gege-

Eilverfahren

Stand von Wissenschaft und Technik

Interessenabwägung

ben. Im Eilverfahren ist von der verfahrensrechtlichen Parität der Parteien auszugehen. Im Hinblick auf das öffentliche Interesse an der Stromversorgung müssen in der Regel die Interessen der Antragsteller des Eilverfahrens (Kläger) vorläufig zurücktreten.

verfahrensrechtliche Parität

6.3.3.3 Adressat einer Klage

Klagen gegen Genehmigungsbescheide sind gegen den Bund bzw. das Land zu richten, und zwar abhängig davon, ob eine oberste Bundes- oder Landesbehörde die Entscheidung erlassen hat. Beklagter ist nicht der Anlagenbetreiber. Dieser wird allerdings, da vom Ausgang des Klageverfahrens notwendig betroffen, seitens des Gerichts zum Verfahren beigeladen. Als Verfahrensbeteiligter hat der Anlagenbetreiber dann das Recht, sich aktiv am Verfahren zu beteiligen.

6.3.3.4 Selbstbetroffenheit

Die Klage ist nur zulässig, falls der Kläger behauptet, in seinen Rechten verletzt zu sein. Nach der herrschenden »Schutznormtheorie« muß sich der Kläger auf drittschützende Normen (Individualinteressen) berufen können, deren Verletzung nach seinem Tatsachenvortrag zumindest möglich erscheint. Gewöhnlich hängt letzteres von der Art der befürchteten Gefahren und von der Entfernung des Lebensbereichs des Klägers von der Anlage ab. Der Kläger muß mithin substantiiert behaupten, daß er von den möglichen Auswirkungen eines konkreten Sicherheitsmangels der zu genehmigenden Anlage in seinem engeren Lebensbereich und in eigenen Rechten betroffen sein kann und zudem, daß dieses Risiko hinreichend ist, daß dagegen Vorsorge entsprechend der Schutzmaßnahmen nach § 7 Abs. 2 AtG getroffen werden muß. Nach alledem ist es ohne Betroffenheit in eigenen Rechten keinem Kläger gestattet, das Genehmigungsverfahren allein auf seine ordnungsgemäße Durchführung zur gerichtlichen Überprüfung zu stellen.

Schutznormtheorie

Abweichend von den strengeren Verfahrensregeln des *Gerichts*verfahrens sind allerdings im atomrechtlichen Genehmigungsverfahren z.B. für Anlagen nach § 7 AtG natürlichen oder juristischen Personen auch Einwendungen erlaubt, ohne daß ihre individuellen Belange von dem Vorhaben berührt sind. Die Einwendungen müssen jedoch über die Ablehnung hinaus sachliches Gegenvorbringen enthalten und sich auf eine befürchtete Gefährdung von Rechtsgütern beziehen. Dieser – evtl. auch nur in genereller Form – vorgebrachten Einwendungen im vorgezogenen Öffentlichkeitsbeteiligungsverfahren bedarf es, will der Kläger mit seinem Sachvortrag im späteren Klageverfahren nicht schon formal ausgeschlossen sein (Präklusion). Nach der vorherrschenden Meinung ist die Wahrung der Einwendungsfrist Sachurteilsvoraussetzung (§ 7b AtG, § 7 AtVfV).

Einwendungen

Präklusion

Sachurteilsvoraussetzung

Allgemeine Bedenken gegen die friedliche Nutzung der Kernenergie bzw. gegen Errichtung und Betrieb kerntechnischer Anlagen begründen

keine Klagebefugnis. Die Gefahr eines militärischen Angriffs auf kerntechnische Anlagen betrifft die Rechtsgemeinschaft insgesamt und kann z.B. nicht unter dem Gesichtspunkt des Individualrechtsschutzes durch Klage geltend gemacht werden. Die im Atomgesetz vorgesehenen Schutzvorkehrungen sind nach Auffassung des Bundesverfassungsgerichts mit dem Grundgesetz vereinbar.

Ein Kläger kann sich aus dem Gesichtspunkt des Individualschutzes hinsichtlich der Genehmigung einer kerntechnischen Anlage ferner nicht berufen auf:

- Die energiewirtschaftlichen Belange;
- den Transport radioaktiver Stoffe zur oder von der Anlage (gesondertes Genehmigungsverfahren);
- die Entsorgungsregelung (Zwischenlagerung und Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente; Endlagerung der radioaktiven Abfälle); Ausnahmen gelten nur insoweit, als Entsorgungsmaßnahmen unmittelbar anlagenbezogen sind, z.B. die Lagerung abgebrannter Brennelemente im Kernkraftwerk;
- die spätere Stillegung der Anlage; sie unterliegt einem eigenen Genehmigungsverfahren (§ 7 Abs. 3 AtG).

6.3.3.5 Strahlenminimierungsgebot

Strahlenminimierungsgebot

Besonders umstritten ist, ob und in welchem Umfang sich der Kläger auf das Strahlenminimierungsgebot des § 28 Abs. 1 Nr. 2 StrlSchV berufen kann. In Erörterungsterminen und Gerichtsverfahren nimmt die Frage nach einer evtl. Schädigung durch kleinste Strahlendosen einen breiten Raum ein. Das Strahlenminimierungsgebot besagt, daß jede Strahlenexposition oder Kontamination unter Beachtung des Standes von Wissenschaft und Technik und unter Berücksichtigung aller Umstände des Einzelfalles auch unterhalb der in der Strahlenschutzverordnung festgesetzten Grenzwerte *so gering wie möglich* zu halten ist. Hieraus wird zum Teil gefolgert, das Strahlenminimierungsgebot behandle als Schutznorm gleichzeitig Allgemein- und Individualinteresse und eröffne mithin die Befugnis zur Individualklage. Zumindest für den Normalbetrieb kerntechnischer Anlagen hat das Bundesverwaltungsgericht festgestellt, daß unterhalb der in der Strahlenschutzverordnung festgelegten Dosisgrenzwerte (§ 45 StrlSchV) kein Drittschutz als Individualanspruch bestehe. Die Grenzwerte stellten das Höchstmaß der dem einzelnen an einem für ihn bedeutsamen Standort zuzumutenden künstlichen Strahlung dar. Die Werte lägen innerhalb der regionalen Schwankungsbreite der natürlichen Strahlenexposition und weit unterhalb der nach den EURATOM-Grundnormen zulässigen Dosen. Der Gesetzgeber habe im Atomgesetz (§ 12 Abs. 1 Nr. 2 AtG) die Exekutive in verfassungsrechtlich unbedenklicher Weise zur näheren Bestimmung ermächtigt, die Vorsorge näher festzulegen, daß bestimmte Strahlendosen und Konzentrationen radioaktiver Stoffe in Luft und Wasser nicht überschritten werden. Hieraus ergebe sich die Grenze zwischen der erforderlichen Gefahrenvorsorge

Dosisgrenzwerte

Drittschutz

und dem nach dem Maßstab praktischer Vernunft hinzunehmenden Restrisiko. Die überwiegende Auffassung spricht sich für eine analoge Behandlung der Auslegungsstörfälle aus mit der Folge, daß auch insoweit bei Einhaltung der Planungswerte keine Gefahr im Rechtssinne angenommen werden kann. Das Strahlenminimierungsgebot des § 28 Abs. 1 Nr. 2 StrlSchV ist nach der Genehmigungspraxis der Behörden nicht drittschützend.

Restrisiko

6.3.3.6 Gefahrenabwehr und Risikoabwehr

Für die staatliche Genehmigungspraxis ist in Abstimmung zwischen Bund und Ländern im Länderausschuß für Atomkernenergie weitgehende Übereinstimmung hinsichtlich der Schadensvorsorge (§ 7 Abs. 2 Nr. 3 AtG) erzielt worden. Diese wird danach den Grundzügen des allgemeinen Sicherheitsrechts folgend allein als Gefahrenabwehr verstanden. Tatbestandliche Genehmigungsvoraussetzung ist mithin nur die erforderliche Gefahrenabwehr, nicht hingegen eine darüber hinausgehende, gefahrenunabhängige Vorsorgepflicht. Der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit ist im Bereich der Gefahrenabwehr nicht anwendbar. Dritte können im Bereich der Gefahrenabwehr eine Verletzung ihrer Rechte durch Klage geltend machen.

Schadensvorsorge

Im Rahmen des Versagungsermessens berücksichtigt die Behörde Maßnahmen zur gefahrenunabhängigen Risikovorsorge bzw. Risikominimierung. Bei derartigen Maßnahmen ist der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit ebenso zu berücksichtigen wie Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit und der technischen Machbarkeit. Maßnahmen dieser Art betreffen das Bevölkerungsrisiko, das nicht mit der Summe der Individualinteressen gleichzusetzen ist. Hierfür besteht kein Drittschutz. Einen Anspruch auf fehlerfreie Ermessensausübung der Behörde kann nur der betroffene Antragsteller/Betreiber gerichtlich geltend machen.

Versagungsermessen

Risikominimierung

Die Grenzziehung zwischen Gefahrenabwehr einerseits und dem sozialadäquat hinzunehmenden Restrisiko andererseits mag nicht in allen Fällen leicht sein. Das Bundesverwaltungsgericht empfiehlt hierfür den Maßstab der »*praktischen Vernunft*«. Die teils vertretene Auffassung, daß die Grenze des Drittschutzes im Bereich der Risikovorsorge verlaufe, wirft verständlicherweise die Frage auf, wie die Grenze rational bestimmt werden soll. An dieser Stelle sei nur so viel festgestellt: Die Frage der Beibehaltung eines Versagungsermessens – wie in § 7 AtG – mit der Möglichkeit, auch Maßnahmen zur Risikovorsorge zu verlangen, muß zwingend im Zusammenhang mit dem Drittschutz gesehen werden, sollen die Genehmigungsverfahren nicht noch weiter erschwert werden.

6.3.3.7 Verfahrensverstoß

Ein Verstoß gegen Verfahrensregeln führt in der Klage nur dann zum Erfolg, wenn hierdurch zugleich eine Gefährdung der materiell-rechtlichen Position des Klägers bewirkt wird. Der behauptete Verfahrensverstoß muß also zum Nachteil des Klägers die materielle Rechtswidrigkeit der Genehmigung verursacht haben.

Verfahrensverstoß

6.3.3.8 Klagebefugnis von Gemeinden und Verbänden

Nach inzwischen gefestigter Rechtsprechung steht Standort– oder Nachbargemeinden, die Anlagengenehmigungen anfechten, eine Klagebefugnis nur wegen Verletzung ihrer gemeindlichen Planungshoheit (Art. 28 Abs. 2 Satz 1 GG) zu. Die Gemeinde kann sich hingegen nicht auf eine Beeinträchtigung des Wohls der örtlichen Gemeinschaft oder auf eine Gefährdung ihrer existentiellen Grundlagen (Gemeindegebiet, Gemeindebevölkerung) berufen. Entsprechendes gilt für Vereine und Verbände, die sich nicht auf die Wahrnehmung von Rechten ihrer Mitglieder berufen können. Politisch wird allerdings z.T. die Einführung einer sog. »*Verbandsklage*« gefordert.

Verbandsklage

6.3.3.9 Rechte von Ausländern

Einwendungen durch Ausländer

Ausländer und Deutsche, die weder ihren gewöhnlichen Aufenthalt in der Bundesrepublik Deutschland haben noch Inhaber von Rechten an belegenen Vermögensgegenständen im räumlichen Zusammenhang zur kerntechnischen Anlage sind, haben nach geltendem Atomrecht weder einen Rechtsanspruch auf förmliche Beteiligung am Genehmigungsverfahren noch darauf, daß ihre Einwendungen gegen das Vorhaben berücksichtigt werden. Gleichwohl ist es den deutschen Genehmigungsbehörden nicht verwehrt, ausländische Beschwerden und Gegenvorstellungen zur Kenntnis zu nehmen und bei ihrer Entscheidung zu würdigen. Dies entspricht auch der ständigen deutschen Verwaltungspraxis. Eine förmlich abgesicherte Beteiligung ausländischer Privatpersonen und Behörden im deutschen atomrechtlichen Genehmigungsverfahren wäre nur durch den Abschluß bilateraler oder multilateraler völkerrechtlicher Vereinbarungen mit den Nachbarstaaten, die das Prinzip der Gegenseitigkeit beachten sollten, und ein dementsprechendes Tätigwerden des nationalen Gesetzgebers erreichbar. In Ansehung der europäischen Integration sind solche Entwicklungen immerhin wahrscheinlicher geworden.

6.3.3.10 Gerichtliche Überprüfbarkeit

Kontrolldichte

Zur gerichtlichen *Kontrolldichte* in Kernenergieverfahren hat sich bislang noch keine einheitliche Meinung herausgebildet. Die behördlichen und die gerichtlichen Möglichkeiten zur Beurteilung der komplizierten wissenschaftlich-technischen Probleme ist nach wie vor umstritten. Unbestritten haben die Gerichte Verordnungen auf ihre Vereinbarkeit mit der Verordnungsgrundlage und mit sonstigem höherrangigem Recht zu überprüfen. Das Atomgesetz hat, ohne gegen den Bestimmtheitsgrundsatz der Verfassung zu verstoßen, nach Auffassung des Bundesverfassungsgerichts der Exekutive bei der Konkretisierung der unbestimmten Rechtsbegriffe durch Rechtsverordnungen einen eigenen Beurteilungsspielraum eingeräumt. Diesem sind allerdings im Sinne der *bestmöglichen Verwirklichung des dynamischen Grundrechtsschutzes* enge Grenzen gesetzt. Den Gerichten obliegt

dynamischer Grundrechtschutz

es, die Einhaltung dieser Grenzen zu überprüfen. Ebenso unbestritten ist, daß die Befugnis zur letztverbindlichen Auslegung des objektiven Rechts den Gerichten übertragen ist. Feststellungen und Bewertungen, welche die Genehmigungsbehörde im Rahmen normativer Vorgaben und willkürfreier Ermittlungen getroffen hat, haben die Gerichte nur auf ihre Rechtmäßigkeit zu überprüfen, nicht hingegen ihre eigenen Wertungen an die Stelle der Beurteilung der Behörde zu setzen. Nach dieser Auffassung des Bundesverfassungsgerichts ist es nicht zu beanstanden, wenn das Gericht seine Kontrolle darauf beschränkt, ob die Behörde den jeweils neuesten Stand der Gesamtheit aller – von ihr selbst anerkannten – allgemeinen technischen Regeln, Richtlinien und Empfehlungen ihrer Entscheidung zugrundegelegt hat und ob die genehmigte Anlage diesen Stand erfüllt.

6.3.4 Ausgewählte Rechtsfragen der Entsorgung

6.3.4.1 Integriertes Entsorgungszentrum

nukleare Entsorgung

Die nukleare Entsorgung wurde nicht erst durch die vierte Novelle zum Atomgesetz im Jahre 1976 geregelt. Ziel der seinerzeitigen Novellierung war es vielmehr, ein lückenloses integriertes Entsorgungssystem zu ermöglichen, insbesondere die fehlenden normativen Grundlagen für eine sachgerechte und zweckmäßige Beseitigung zu schaffen und ein funktionsgerechtes Zusammenwirken aller Teilbereiche des Entsorgungssystems sicherzustellen. Bereits das Atomgesetz in der Fassung vom 23.12.1959 sowie die Strahlenschutzverordnung in der Fassung vom 24.06.1960 enthielten Regelungen und Hinweise für die Ablieferung, Sicherstellung und Beseitigung radioaktiver Abfälle ebenso wie für die staatliche Verwahrung und private Zwischenlagerung von Kernbrennstoffen bzw. den Genehmigungsvorbehalt für Wiederaufarbeitungsanlagen in § 7 Abs. 1 AtG. Hierdurch wurden die Voraussetzungen geschaffen und auch genutzt, technisch-wissenschaftlich ein Entsorgungskonzept in der Bundesrepublik Deutschland zu entwickeln und sukzessive zu realisieren. Die Implementierung des Entsorgungskonzeptes in das Atomgesetz (§§ 9a bis 9c AtG) ist grundsätzlich gelungen, auch wenn hierdurch teils offene Rechtsfragen entstanden sind. Diese zu klären, bietet sich zum einen an im Rahmen von Rechtsverordnungen aufgrund der gesetzlichen Ermächtigung in § 12 Abs. 1 Nr. 8 u. 9 AtG, die u.a. dazu bestimmt sind, die Beseitigung radioaktiver Abfälle umfassend zu regeln. Zum anderen sind mittlerweile aufgeworfene Fragen zur Entsorgung, zur Endlagerung und zum Brennstoffkreislauf Gegenstand der laufenden Überlegungen zur Novellierung des Atomgesetzes, allerdings nicht umfassend genug, wie z.B. der Problemkreis hinsichtlich der Salzrechte für das geplante Endlager Gorleben belegt.

Entsorgungskonzept

Beseitigung radioaktiver Abfälle

Nach § 9a Abs. AtG – in der Fassung vom 29. Juni 1994 (Artikelgesetz) – hat derjenige, der eine kerntechnische Anlage im Sinn des § 7 AtG errichtet, betreibt, sonst innehat, wesentlich verändert, stillegt oder beseitigt, dafür zu sorgen, daß anfallende radioaktive Reststoffe, insbeson-

dere bestrahlte Brennelemente, den in § 1 Nr. 2 bis 4 AtG bezeichneten Zwecken entsprechend schadlos verwertet oder als radioaktive Abfälle geordnet beseitigt werden (direkte Endlagerung). Die direkte Endlagerung nichtwiederaufgearbeiteter Brennelemente mit vorausgehender Zwischenlagerung ist durch das 7. Änderungsgesetz der Wiederaufarbeitung mit anschließender Zwischenlagerung und geordneter Beseitigung der radioaktiven Abfälle gleichgestellt. Der Inhaber bestrahlter Brennelemente hat mithin künftig die Wahl zwischen beiden Entsorgungswegen. Der früher im Gesetz geregelte, grundsätzliche Vorrang der Wiederaufarbeitung wurde durch die Änderung aufgegeben. Umgesetzt wird diese Rechtspflicht im Genehmigungsverfahren durch eine Konkretisierung des § 9a AtG in Gestalt der »Grundsätze zur Entsorgungsvorsorge für Kernkraftwerke«, die insoweit eine Ermessensbindung gegenüber den Behörden bei der Entscheidung über Genehmigungsanträge enthalten.

Grundsätze zur Entsorgungsvorsorge

6.3.4.2 Entsorgungsvorsorge

Entsorgungsvorsorge

Die Möglichkeiten der Entsorgung und die Rechtfertigung der Entsorgungsvorsorge unter dem Aspekt des Strahlenschutzes, des sicheren Betriebes von Kernenergieanlagen, der Verhinderung einer Verbreitung von Kernwaffen und der Minimierung des Bedarfs an Kernbrennstoffen sind an anderer Stelle dieses Buches untersucht und gewürdigt worden. Im vorliegenden Zusammenhang werden mithin nur die Verknüpfung der Entsorgungsvorsorge mit Genehmigungsverfahren für Kernkraftwerke sowie ausgewählte Rechtsfragen bei der Genehmigung von nuklearen Entsorgungsanlagen selbst abgehandelt.

6.3.4.3 Entsorgungsjunktim?

Genehmigungsvoraussetzung

Die Entsorgungsvorsorge nach § 9a AtG bildet nach Auffassung des Bundesverwaltungsgerichts lediglich eine selbständige Handlungspflicht des Projektträgers, nicht jedoch eine zwingende Genehmigungsvoraussetzung. Deshalb sei es der Genehmigungsbehörde zwar erlaubt, im Rahmen des ihr nach § 7 Abs. 2 AtG eingeräumten Ermessens Erwägungen über die zu realisierende Entsorgungsvorsorge anzustellen und damit § 9a AtG in das Rechtsanwendungsmuster des § 7 AtG mit einzubeziehen. Eine solche Ermessensentscheidung der Behörde innerhalb der gesetzlichen Grenzen sei jedoch gerichtlich nicht zu beanstanden. Im übrigen hat das Bundesverwaltungsgericht die Anwendung der Entsorgungsvorsorgegrundsätze für Kernkraftwerke als Konkretisierungsmaßstab für die Vorschrift des § 9a AtG gebilligt. Verworfen hat es damit die ursprüngliche Auffassung des OVG Lüneburg, wonach abweichend von den Grundsätzen bestimmt werden könnte, wie für die Entsorgung vorzusorgen bzw. welcher Realisierungsstand der Entsorgungspolitik für die Genehmigungserteilung sonstiger kerntechnischer Einrichtungen vorauszusetzen sei.

6.3.4.4 Modifiziertes Entsorgungsvorsorgekonzept

Ursprünglich sahen die Entsorgungsvorsorgegrundsätze vor, daß sämtliche Anlagen zur Schließung des nuklearen Brennstoffkreislaufes an einem Standort in der Bundesrepublik Deutschland errichtet werden. Infolge der Entscheidung der Niedersächsischen Landesregierung vom 16. März 1979 (»*das Entsorgungszentrum in Gorleben ist sicherheitstechnisch machbar, politisch aber nicht durchsetzbar*«) wurde eine Modifizierung der Richtlinien dahingehend vorgenommen, daß zum Teil eine Dislozierung der Entsorgungseinrichtungen gestattet ist. Nach Aufgabe der Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf stellte die Bundesregierung ausdrücklich fest, daß die Wiederaufarbeitung im europäischen Ausland (in der französischen und englischen Wiederaufarbeitungsanlage) mit den Entsorgungsvorsorgerichtlinien in Einklang steht.

Entsorgungszentrum in Gorleben

Dislozierung

Wiederaufarbeitung im europäischen Ausland

6.3.4.5 Zulässigkeit von privaten Zwischenlagern

Die Entscheidung des Gesetzgebers zunächst vorrangig für die Wiederaufarbeitung bestrahlter Brennelemente schließt deren vorausgehende Zwischenlagerung notwendig ein. Dem Gesetzgeber war bei Erlaß der Entsorgungsnovelle im Jahr 1976 bekannt, daß ausreichende Wiederaufarbeitungskapazitäten noch zu schaffen sind. Mithin wäre es verfehlt, § 9a AtG als *lückenlose Regelung* in dem Sinne zu verstehen, daß bis zur Verfügbarkeit ausreichender Wiederaufarbeitungskapazität bestrahlte Brennelemente zwingend als *radioaktiver Abfall* zu beseitigen wären.

Nicht anders verhält es sich mit der privatwirtschaftlichen Zwischenlagerung von radioaktiven Abfällen. Bei Erlaß der vierten Novelle zum Atomgesetz ging der Gesetzgeber selbstverständlich davon aus, daß für Planung und Errichtung staatliche Endlager mehrere Jahre benötigt werden. Er wollte also geradezu, daß die bisher geübte Praxis der Zwischenlager unverändert weiter erfolgen kann. Dies erklärt, daß die genehmigte Zwischenlagerung von radiaktiven Abfällen nach § 9a Abs. 2 Satz 2 AtG von der generellen Ablieferungspflicht befreit. Diese Form der Zwischenlagerung geht als zulässiger Teil- bzw. Zwischenschritt der Entsorgung der später in der Regel zu erfolgenden Ablieferung an staatliche Stellen zeitlich voran. Dies gilt entsprechend für die durch das 7. Änderungsgesetz zum Atomgesetz (Artikelgesetz) *gleichrangig* zur Wiederaufarbeitung eröffnete direkte Endlagerung. Schließlich kann auch nicht aus § 9b oder § 9 c AtG der Schluß gezogen werden, daß mit diesen Bestimmungen ein Monopol für eine ausschließlich staatliche Zwischenlagerung radioaktiver Abfälle begründet werden sollte. Geregelt ist dort allein, nach welchen Normen staatliche Lager zu genehmigen sind. Private Zwischenlager sind mithin zulässig.

Zwischenlagerung von radioaktiven Abfällen

Ablieferungspflicht

6.3.4.6 Genehmigung anlagenintegrierter Zwischenlagerung

Die Zwischenlagerung von bestrahlten Brennelementen erfolgt entweder im Kernkraftwerk selbst in sogenannten Kompaktlagern oder in davon getrennt

Zwischenlagerung von bestrahlten Brennelementen

errichteten, zentralen Zwischenlagern. Bei der Kompaktlagerung wird die Kapazität des Naßlagers im Kernkraftwerk durch die Einrichtung von Gestellen erweitert, die eine höhere Belegung mit bestrahlten Brennelementen erlauben. Die Genehmigung der Kompaktlager ist oder wird Teil der Anlagen- und Betriebsgenehmigung für das Kernkraftwerk nach § 7 AtG. Die private Aufbewahrung bestrahlter Brennelemente in externen, d.h. vom Kraftwerk entfernt gelegenen Zwischenlagern bedarf hingegen der Genehmigung nach § 6 AtG.

Private Zwischenlager für radioaktive Abfälle bedürfen der Genehmigung nach § 3 StrlSchV, sofern sie nicht mit einer bereits genehmigten Anlage oder Tätigkeit in Zusammenhang stehen und die dafür benötigte Genehmigung sich auf die Lagerung der radioaktiven Abfälle erstreckt.

6.3.4.7 Genehmigung externer Zwischenlagerung

externe Zwischenlager

Die Genehmigung externer Zwischenlager hat in der Gerichtspraxis zu zahlreichen Zweifelsfragen geführt. Grund hierfür war zum einen die in § 6 AtG fehlende Öffentlichkeitsbeteiligung, zum anderen, daß die Norm nur eine Aufbewahrung, und damit Umgangsgenehmigung, nicht hingegen eine atomrechtliche (nur baurechtliche) Errichtungsgenehmigung vorsehe. Durch die Einfügung des § 6 Abs. 3 AtG ist dem Erfordernis einer Öffentlichkeitsbeteiligung mittlerweile Rechnung getragen. Die grundsätzliche Notwendigkeit einer atomrechtlichen Anlagengenehmigung folgt hingegen nicht aus der Schutzpflicht des Staates gegenüber den Gefahren aus der Nutzung der Kernenergie. Nach der Art der in der Bundesrepublik Deutschland seit Jahren geplanten und realisierten sog. trockenen Lagerung erscheint eine atomrechtliche *Errichtungs*genehmigung entbehrlich. Die notwendige Sicherheit wird durch für die Lagerung weiterentwickelte Transportbehälter, in denen die abgebrannten Brennelemente zur Lagerung verbleiben, gewährleistet. Die Aufbewahrungshalle selbst leistet nur einen geringfügigen Sicherheitsbeitrag, der zudem Gegenstand der Prüfung im Aufbewahrungsgenehmigungsverfahren ist. Für andere Arten der Zwischenlagerung, die absehbar in der Bundesrepublik Deutschland jedoch nicht verfolgt werden, mag dies nicht gelten und die Gestaltung einer einheitlichen atomrechtlichen Errichtungsgenehmigung durchaus Vorteile mit sich bringen. Dies könnte sowohl der Verfahrensbeschleunigung als auch der materiellen Sicherheit dienen, weil alle sicherheitstechnischen Fragen in einem Verfahren abschließend zu prüfen wären.

Aufbewahrungsgenehmigungsverfahren

6.3.4.8 Genehmigung für staatliche Endlager

Planfeststellungsverfahren für Endlager

Das Planfeststellungsverfahren für das staatliche Endlager für radioaktive Abfälle in der Erzgrube Konrad zeigt, daß dringend eine Konzentration der einzelnen Verfahren, und zwar so umfassend wie möglich, geboten ist. Daß zum Recht der Anlagengenehmigung auch die Möglichkeit der Konzentration aller erforderlichen Genehmigungen, auch soweit sie auf Landesrecht

beruhen, gehört, ist unbestritten. Entscheidet sich der Gesetzgeber daher für eine solche Verfahrenskonzentration, so erstreckt sich die Weisungsbefugnis des Bundesumweltministers auch auf diese Genehmigungen. Selbstverständlich ist dem Bund verwehrt, auf das materielle Landesrecht Zugriff zu nehmen. Mit der vorgenannten Konzentration würde der Bund sich die Möglichkeit schaffen, mit dem Weisungsrecht die Obstruktionspolitik einzelner Landesregierungen durchbrechen zu können, wo diese bislang die alleinige Zuständigkeit innehaben (z.B. im bergrechtlichen Verfahren).

Weisungsrecht

6.3.4.9 Verwertungsnachweis für rückgewonnene Produkte

Die in Überlegung befindliche Einführung eines Verwertungsnachweises für die aus der Wiederaufarbeitung rückgewonnenen Produkte stößt auf Bedenken. Letztere richten sich nicht gegen die selbstverständlich anzustrebende Schließung des Brennstoffkreislaufs, sondern vielmehr gegen die rechtliche Verknüpfung mit den Genehmigungsverfahren für kerntechnische Anlagen. Die zutage getretenen, genehmigungstechnischen Schwierigkeiten beim Wiedereinsatz der radioaktiven Reststoffe, z.B. beim Einsatz von MOX-Brennelementen in Kernkraftwerken, lassen sich am wenigsten durch vorgenannte rechtliche Verknüpfung überwinden. Der Gesetz- bzw. Verordnungsgeber hat vielmehr dafür Sorge zu tragen, daß die verfahrensrechtlichen Hindernisse beim Recycling zügig behoben werden.

Verwertungsnachweis

MOX-Brennelemente

6.3.5 Zusammenfassende Würdigung

Der Abstimmungsmangel zwischen der Umwelt-, Energie- und Wirtschaftspolitik in unserem Land, insbesondere auch unter Berücksichtigung der internationalen Gegebenheiten, ist bislang unübersehbar. Die Rückkehr zum energiepolitischen Grundkonsens mit einer vorurteilsfreien Bewertung aller Energieträger ist unverzichtbare Grundlage sowohl für die Novellierung als auch künftige Anwendung des Atomgesetzes. Der Stellenwert aller Energieträger muß im Hinblick auf nationale und internationale Entwicklungen überdacht werden; eine Tabuisierung einzelner Primärenergieträger darf es nicht geben. Insbesondere auch unter CO_2-Aspekten ist die Kernenergie eine bedeutende Option im Energie-Mix. Ohne Rückkehr zum früheren Konsens »*Kohle und Kernenergie*« wird das Atomgesetz die ihm zugedachte »Schlichtungsfunktion« kaum erfüllen können. Es bleibt zu wünschen, daß die Ende 1992 eingeleitete Initiative, einen Energiekonsens in unserem Land wiederherzustellen, von möglichst vielen mitgetragen und zu tragfähigen und positiven Ergebnissen führt.

Novellierung des Atomgesetzes

Energiekonsens

Die wohl größte Herausforderung stellen die sicherheitstechnischen Defizite der Kernkraftwerke in Mittel-/Osteuropa dar. Diese zügig zu beheben bzw. einen Teil der Anlagen stillzulegen, kann nur in einer international konzertierten Aktion gelingen, ohne daß hierdurch die Betreiberverantwortung vor Ort entfällt. Eine Mitwirkung verantwortlicher Stellen in der Bundesre-

publik Deutschland hängt entscheidend davon ab, wie wir uns im eigenen Land zur friedlichen Nutzung der Kernenergie stellen.

6.4 Haftung und Versicherung

Bearbeitet von Gottfried Hertel

Die Inhaber von Kernanlagen, insbesondere von kommerziell betriebenen wie Leistungskernkraftwerken, versichern sich in aller Regel gegen die mit dem Betrieb dieser Anlagen verbundenen spezifischen Risiken. Soweit aus nuklearen Ereignissen Schäden an Leben, Gesundheit oder Vermögenswerten Dritter entstehen können, wird dem Inhaber in fast allen Ländern als Betriebsvoraussetzung vom Gesetzgeber der Nachweis einer Deckungsvorsorge in bestimmter Höhe vorgeschrieben, im Regelfall der Abschluß einer Haftpflichtversicherung. Das gleiche gilt bei der Beförderung von Kernmaterialien.

Deckungsvorsorge

In die eigene wirtschaftliche Entscheidung des Anlageninhabers ist dagegen der Abschluß einer Sachversicherung gegen Kernenergie- und Feuerschäden, gegen Maschinenschäden oder – soweit vom Versicherungsmarkt angeboten – gegen Betriebsunterbrechungsschäden zur Minderung des eigenen wirtschaftlichen Risikos gestellt.

6.4.1 Haftung für Drittschäden und Deckungsvorsorge

Nach Art. 3 des Pariser Übereinkommens über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie, das aufgrund Gesetzes vom 8. Juli 1975 in Deutschland unmittelbar geltendes Recht geworden ist, haftet der Inhaber einer Kernanlage für Schäden an Leben und Gesundheit und für Schäden an oder Verlust von Vermögenswerten Dritter, die ihre Ursache nachweislich in einem nuklearen Ereignis haben. Die Haftung ist eine strikte Gefährdungshaftung, unabhängig von Verschulden und ohne die Möglichkeit einer Entlastung. Der Kernanlageninhaber haftet nach Art. 6 ausschließlich nach dem Pariser Übereinkommen und unter den dort festgelegten Voraussetzungen. Neben ihm haftet niemand sonst, auch nicht im Fall eines Verschuldens. Diese »rechtliche Kanalisierung« der Haftung soll dem Geschädigten zweifelsfreie Klarheit über die Person des Haftenden und die rechtlichen Voraussetzungen der Haftung geben.

Gefährdungshaftung

Der Höhe nach ist die Haftung in Deutschland seit dem 1. August 1985, dem Inkrafttreten der sogenannten Haftungsnovelle zum Atomgesetz (AtG) vom 22. Mai 1985, unbegrenzt, während sie vorher nach § 31 des Atomgesetzes in der Fassung vom 31. Oktober 1976 auf maximal 1 Mrd. DM je Schadensereignis begrenzt war. Der bundesdeutsche Gesetzgeber ist damit über die Anforderungen des Pariser Übereinkommens (vgl. Kap. 6.4.2) nochmals einen entscheidenden Schritt hinausgegangen.

Haftungsnovelle zum Atomgesetz

Nach § 7 des Atomgesetzes darf der Betrieb einer Kernanlage nur genehmigt werden, wenn unter anderem »die erforderliche Vorsorge für die Erfüllung gesetzlicher Schadenersatzverpflichtungen gewährleistet ist«.

Nach § 1 der Atomrechtlichen Deckungsvorsorge-Verordnung (AtDeckV) vom 25. Januar 1977 kann dies durch den Abschluß einer Haftpflichtversicherung oder durch Freistellungs- oder Gewährleistungsverpflichtung eines Dritten geschehen; in der Regel wird – außer bei Anlagen der öffentlichen Hand – von der ersteren Möglichkeit Gebrauch gemacht. Für Reaktoren – also auch für Kernkraftwerke – verlangt § 9 AtDeckV bei einer thermischen Leistung von 496 MW an aufwärts eine Deckungsvorsorge von 500 Mio. DM und damit das Maximum dessen, was in § 13 AtG als Deckungsvorsorge für eine Kernanlage vorgesehen ist. Hier hat die Haftungsnovelle vom 22. Mai 1985 keine Änderung herbeigeführt; es ist jetzt lediglich vorgesehen, daß sowohl die Deckungssummen wie auch die bei 500 Mio. DM festgeschriebene Höchstgrenze derselben im Abstand von jeweils fünf Jahren mit dem Ziel der Erhaltung des realen Wertes zu überprüfen sind (§ 13 Abs. 3 AtG, neue Fassung).

Haftpflichtversicherung

Freistellungs- oder Gewährleistungsverpflichtung Dritter

Bis zum Doppelten der Höchstgrenze der Deckungsvorsorge, also gegenwärtig bis zu einem Betrag von 1 Mrd. DM, abzüglich des Betrages, für den eine Deckungsvorsorge zur Verfügung steht, wird der Kernanlageninhaber nach §§ 34, 36 AtG von Bund und Standortland (im Verhältnis 75 zu 25) von der Erfüllung seiner Schadenersatzverpflichtungen freigestellt. Darüber hinaus haftet er seit dem 1. August 1985 ohne summenmäßige Begrenzung unter Einsatz aller eigenen verfügbaren Mittel.

Deckungsvorsorge

6.4.2 Internationaler Rechtsvergleich

Mit dieser Ausgestaltung des Drittopferschutzes ist der bundesdeutsche Gesetzgeber sowohl über die Mindestanforderungen des Pariser Übereinkommens wie auch über die Regelungen aller in ihrer Wirtschaftsordnung vergleichbaren Länder – mit Ausnahme der Schweiz und (cum grano salis) der USA – hinausgegangen.

Das Pariser Übereinkommen[48] in der Fassung der Protokolle vom 16. November 1982 ist inzwischen in Kraft. Durch das Abkommen wird in Art. 7 der Höchstbetrag der Haftung auf 15. Mio. Sonderziehungsrechte des *Internationalen Währungsfonds* begrenzt, das sind derzeit rund 33 Mio. DM (Umrechnungskurs vom 21.10.1994), wobei jedoch die Vertragsstaaten berechtigt sind, über diesen Betrag hinauszugehen oder bis auf 5 Mio. Sonderziehungsrechte zurückzugehen. Die Haftungsgrenzen in den einzelnen Vertragsstaaten sind unterschiedlich und zum Teil in den letzten Jahren auf die nachfolgend angegebenen Werte erhöht worden:

Pariser Übereinkommen

[48] *Übereinkommen über die Haftung gegenüber Dritten auf dem Gebiet der Kernenergie* vom 29. Juli 1960. Vertragsstaaten sind: Belgien, Dänemark, Bundesrepublik Deutschland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Italien, Niederlande, Norwegen, Portugal, Schweden, Spanien, Türkei. Von diesen Ländern haben Dänemark, Griechenland, Norwegen, Portugal und die Türkei keine in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke.

Großbritannien	140 Mio. Pfund	340 Mio. DM,
Frankreich	600 Mio. FFrancs	175 Mio. DM,
Belgien	4 Mrd. BFrancs	195 Mio. DM,
Niederlande	500 Mio. Gulden	445 Mio. DM,
Schweden	1 200 Mio. Kronen	250 Mio. DM,
Schweiz	unbegrenzt[49],	
USA	Haftungs- und Deckungsgrenze flexibel[50].	

Da diese Haftungsbegrenzungen dem möglichen Schadensumfang bei einem übergreifenden nuklearen Ereignis nicht hinreichend Rechnung tragen, haben sich die Vertragsstaaten des Pariser Übereinkommens in einem Zusatzübereinkommen (dem sogenannten Brüsseler Zusatzübereinkommen)[51] vom 31. Januar 1963 verpflichtet, dafür Vorsorge zu treffen, daß erforderlichenfalls eine höhere Entschädigung bereitsteht. Nach der neuesten Fassung gemäß Protokoll vom 16. November 1982 – die inzwischen ebenfalls von allen Vertragsstaaten ratifiziert ist – soll dies über die privatwirtschaftliche Deckungsvorsorge hinaus geschehen:

Brüsseler Zusatzübereinkommen

a) bis zu einem Betrag von 175 Mio. Sonderziehungsrechten (ca. 390 Mio. DM) aus öffentlichen Mitteln des Belegenheitsstaates;
b) von hier an bis zu einem Betrag von 300 Mio. Sonderziehungsrechten (ca. 670 Mio. DM) durch öffentliche Mittel, die von den Vertragsstaaten nach einem bestimmten Aufbringungsschlüssel bereitzustellen sind, der sich zur Hälfte nach dem Sozialprodukt und zur anderen Hälfte nach der installierten thermischen Reaktorleistung der Vertragsstaaten ausrichtet.

Deckungsvorsorge in der Schweiz

Die Schweiz, wenngleich einer der ursprünglichen Vertragsstaaten des Pariser Übereinkommens, hat aus verschiedenen Gründen von einer Übernahme desselben in ihr nationales Recht (bisher) abgesehen. Mit Gesetz vom 18. März 1983 hat sie ebenfalls eine unbegrenzte Haftung des Kernanlageninhabers eingeführt. In Höhe von mindestens 300 Mio. Franken (rund 366 Mio. DM) zuzüglich 30 Mio. Franken für Zinsen und Verfahrenskosten hat der Inhaber eine Deckungsvorsorge nachzuweisen; der Betrag kann durch Beschluß des Bundesrates erhöht werden, wenn der Versicherungsmarkt dies ermöglicht. Darüber hinaus ist bis zur Höhe von 1 Mrd. Franken (ca. 1,22 Mrd. DM) zuzüglich 100 Mio. Franken für Zinsen und Verfahrenskosten eine Versicherung gegen Prämie beim Bund zu nehmen. Diese Regelung ist, was die Gewährleistung des Drittopferschutzes angeht, der in Deutschland seit 1985 geltenden am ehesten vergleichbar.

Price-Anderson Act

In den USA sieht der Price-Anderson Act eine limitierte Haftung mit flexibler Haftungsgrenze vor, die sich seit der Novellierung von 1988 mit jedem weiteren Reaktorblock um 63 Mio. $ erhöht. Ende 1988 lag sie bei

[49] Die Deckung beträgt privat 500 + 50 Mio. sfr (600 + 60 Mio. DM) und seitens des Staates noch einmal die gleichen Summen.

[50] Eine 1. Tranche beträgt 200 Mio. $ (300 Mio. DM) von den Versicherungspools, eine 2. Tranche 75,5 Mio. $ als Umlage von jedem Reaktorblock, was z.Z. etwa 8 Mrd. $ (12 Mrd. DM) ausmacht, insgesamt also rd. 8,2 Mrd. $ (12,3 Mio. DM).

[51] Griechenland, Portugal und die Türkei sind nur dem Pariser Übereinkommen, nicht jedoch dem Brüsseler Zusatzübereinkommen beigetreten.

über 7 Mrd. $. Sie wird abgedeckt durch eine Haftpflichtversicherung in Höhe von 200 Mio. $ zuzüglich einer von jedem Reaktorbetreiber zu erbringenden Umlage von 63 Mio. $ je Reaktorblock.

6.4.3 Wiener Atomhaftungskonvention, Rechtsfolgen des Reaktorunfalls in Tschernobyl

Außerhalb Europas gilt das Wiener Übereinkommen[52] über die Haftung für nukleare Schäden vom 21. Mai 1963, das für eine weltweite Anwendung bestimmt ist. In seinen Haftungsgrundsätzen ist es dem Pariser Übereinkommen sehr ähnlich.

Dieses Übereinkommen wurde von den früheren kommunistischen Ländern nicht ratifiziert, wohl aber von Jugoslawien. Ein Übereinkommen über eine künftige Verbindung und Harmonisierung von Pariser und Wiener Übereinkommen wurde 1988 von den beiderseitigen Mitgliedsstaaten beschlossen. Die Sowjetunion war Vertragspartner weder der Wiener noch der Pariser Haftungskonvention. Im Hinblick auf das Schadensereignis in Tschernobyl vom 26. April 1986, das Auswirkungen auf Westeuropa hatte, sind deshalb Schadensersatzansprüche kaum durchsetzbar. Versicherungsschutz für ehemals sowjetische Nuklearanlagen besteht nicht.

Tschernobyl

Um den deutschen Geschädigten die unübersehbaren Schwierigkeiten einer zivilrechtlichen Klage gegen den Reaktorbetreiber in der früheren Sowjetunion zu ersparen, werden die in der Bundesrepublik durch das Ereignis in Tschernobyl eingetretenen Schäden (Beweislast liegt beim Geschädigten) nach § 38 Abs. 2 AtG behandelt. Das Bundesministerium des Innern gab dazu eine Richtlinie zur Abwicklung von Ausgleichsansprüchen vom 21. Mai 1986 heraus[53]. Darin wurde festgestellt, daß der Unfall in Tschernobyl ein nukleares Ereignis i.S. des § 38 AtG ist Das Atomgesetz sehe zwar eine primäre Haftung des Betreibers vor. »Auf diesen Weg werden die Geschädigten indes nicht verwiesen, weil er mit großen Schwierigkeiten verbunden ist und deshalb unzumutbar erscheint. Deshalb gewährt der Bund einen Ausgleich nach Maßgabe dieser Richtlinie« (vgl. Präambel der o.a. Richtlinie).

Ausgleichsvoraussetzungen sind:

Ausgleichsvoraussetzungen

— Der Schaden muß in Deutschland entstanden sein,
— Schäden am Eigentum und an sonstigen dinglichen Rechten sowie Schäden durch unmittelbare und betriebsbezogene Eingriffe in das Recht am eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb müssen durch das Ereignis adäquat verursacht worden sein.

[52] Diesem Abkommen sind in Europa die Länder Jugoslawien, Kroatien, Litauen, Polen, Rumänien, Slowenien und Ungarn beigetreten, außerhalb Europas die Länder Ägypten, Argentinien, Bolivien, Brasilien, Chile, Kamerun, Kolumbien, Kuba, Mexiko, Niger, Peru, Philippinen und Trinidad. In Betrieb befindliche Kernkraftwerke haben nur Litauen, Slowenien, Ungarn, Argentinien, Brasilien und Mexiko.

[53] Bundesanzeiger vom 27. Mai 1986, 38 Nr. 95, Seite 6417.

Auszugleichende Schadensfälle sind:

- Vernichtung von Erzeugnissen,
- Beschlagnahme von Erzeugnissen,
- Beschränkung in der Milchproduktion,
- Eingriffe aufgrund von unmittelbaren und betriebsbezogenen Eingriffen in einen eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb i.S. von § 823 Abs. 1 BGB.

finanzielle Folgeschäden

Der Schadensumfang ist bei Sachbeschädigungen auf den gemeinen Wert der beschädigten Sache begrenzt. »Finanzielle Folgeschäden, die über den objektiv festzustellenden gemeinen Wert (Verkehrswert) hinausgehen, werden nicht ersetzt.« (vgl. Ausgleichsrichtlinien II.) Etwaige Schadensersatzansprüche gegenüber der Sowjetunion sind in Höhe der Ausgleichszahlung an den Bund abzutreten (vgl. Ausgleichsrichtlinien III.).

Im Rahmen dieser Ausgleichsrichtlinie wurden von der Bundesregierung 218,5 Mio. DM ausgezahlt. Weitere Zahlungen seitens des Bundes und der Länder im Billigkeitswege – ohne Anerkennung eines Rechtsanspruchs – beliefen sich auf 220 Mio. DM.

6.4.4 Die internationalen Übereinkommen

Die hier schon verschiedentlich zitierten internationalen Übereinkommen, das Pariser Übereinkommen vom 29. Juli 1960 und das Brüsseler Zusatzübereinkommen vom 31. Januar 1963, waren Früchte der Bemühung um eine weitgehende Rechtsangleichung in Westeuropa, im Interesse insbesondere einer befriedigenden Regelung grenzüberschreitender Auswirkungen eines nuklearen Ereignisses. Dies mußte ein besonders Anliegen sein in einem relativ begrenzten, aber in eine Vielzahl von Staaten mit eigenen Rechtsordnungen unterteilten Halbkontinent, in dem zudem zahlreiche Kernkraftwerke in Grenznähe gelegen sind. Besonderes Augenmerk wurde daher gelegt auf die einheitliche Regelung der Voraussetzungen eines Schadenersatzanspruches (Art. 3 des Pariser Übereinkommens), auf die Ausschließlichkeit der Haftung des Kernanlageinhabers (Art. 6), auf die präzise Umschreibung von Haftungsausschlüssen wie Krieg, Bürgerkrieg, Aufstand oder schwere Naturkatastrophen außergewöhnlicher Art (Art. 9; der bundesdeutsche Gesetzgeber hat diese in § 25 [4] AtG wieder abbedungen) und auf die Regelung des Gesichtsstandes (Art. 13; Gericht des Belegenheitsstaates).

Schadens-ersatzanspruch

unterschiedliche nationale Höchsthaftungssummen

Auf Schwierigkeiten stößt der Wunsch nach Harmonisierung jedoch unter dem Aspekt, daß die tatsächlich festgesetzten nationalen Höchsthaftungssummen nach wie vor unterschiedlich sind[54]. Der deutsche Gesetzgeber hat daher hier unter anderem folgendes vorgesehen:

[54] Vgl. Fischerhof: *Deutsches Atomgesetz und Strahlenschutzrecht*, Bd. 1, Baden-Baden (Nomos) 2 1978, Rdz. 10 zu § 31 AtG.

Tritt ein Schaden aufgrund eines nuklearen Ereignisses in einer deutschen Kernenergieanlage in einem anderen Land ein, so reduziert sich die Haftung (es sei denn bei Gewährleistung höherer Haftung auf Gegenseitigkeit [§ 31 Abs. 2 AtG]):

a) auf 300 Mio. Sonderziehungsrechte (ca. 670 Mio. DM, Kurs vom 2. Februar 1990) im Verhältnis zu Vertragsstaaten des Pariser Übereinkommens, für die das Brüsseler Zusatzübereinkommen in der Fassung des Protokolls vom 16. November 1982 in Kraft getreten ist;
b) auf 120 Mio. Sonderziehungsrechte (ca. 267 Mio. DM) im Verhältnis zu Vertragsstaaten des Pariser Übereinkommens, für die das Brüsseler Zusatzübereinkommen in der Fassung des Zusatzprotokolls vom 28. Januar 1964 in Kraft getreten ist;
c) auf 15 Mio. Sonderziehungsrechte (ca. 33 Mio. DM) im Verhältnis zu allen übrigen Staaten.

6.4.5 Die Versicherungswirtschaft

Die Haftpflicht- und Sachversicherung von Kernanlagen wird in den meisten westlichen Ländern von Versicherungspools angeboten, zu denen sich die Mehrzahl der Erst- und Rückversicherer (mit Ausnahme der Lebensversicherer) des jeweiligen Landes auf der Basis einer Quotenaufteilung der Risiken zusammengeschlossen haben. Diese nationalen Versicherungspools wiederum gewähren sich wechselseitig Rückversicherung, um auf diese Weise die Versicherungskapazität des Weltmarktes voll auszuschöpfen[55]. Die Maschinenversicherung wird dagegen in den meisten Ländern vom freien Versicherungsmarkt außerhalb des Pools angeboten und beschränkt sich in der Regel auf die »konventionellen« Teile einer Kernanlage.

nationale Versicherungspools

Der Nuklearversicherungspool des deutschen Versicherungsmarktes, die Deutsche Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft (DKVG), umfaßt 1994 99 Mitgliedsunternehmen und verfügt aufgrund der Anteilszeichnungen derselben über eine maximale »Selbstbehaltskapazität« (Eigenkapazität) von 672 Mio. DM in der Sachversicherung und von 187 Mio. DM in der Haftpflichtversicherung. Durch Inanspruchnahme von Rückversicherung seitens anderer nationaler Pools erhöht sich die Versicherungskapazität auf mehr als 2 Mrd. DM in der Sachversicherung und auf die (derzeit nachgefragten) 200 Mio. DM in der Haftpflichtversicherung. Das Nettoprämienaufkommen der DKVG erreichte im Geschäftsjahr 1993 138,4 Mio. DM; hiervon entfielen 20,3 % auf die Sach- und 9,2 % auf die Haftpflichtversicherung inländischer Risiken, 52,0% auf die Sach- und 18,5 % auf die Haftpflichtversicherung ausländischer Risiken. Berücksichtigt man, daß das Gesamtobligo (netto) des deutschen Versicherungspools aus inländischen und ausländischen Verpflichtungen bereits im Geschäftsjahr 1983 bei rund 24 Mrd. DM lag und diese Deckung das Großschadenrisiko stets einkalkulieren muß, so kann das Prämienaufkommen als dem übernommenen Risiko angemessen betrachtet

Deutsche Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft

[55] Vgl. G. Hertel: *25 Jahre Deutsche Kernreaktorversicherungsgemeinschaft*, Versicherungswirtschaft, 9/1982 (1. Mai 1982).

werden. Hierbei erscheint bei etwaigen Großschadensfällen das Risiko der Inanspruchnahme aus der Sachversicherung noch erheblich höher als das der Inanspruchnahme aus der Haftpflichtversicherung, da ein Austritt radioaktiver Strahlung in die Umgebung einer Kernanlage ohne einen vorhergehenden Großschaden in der Anlage selbst nicht vorstellbar ist, umgekehrt aber, wie der einzige bisher eingetretene Fall zeigt, ein Großschaden in der Anlage noch nicht zu einem nennenswerten Austritt von Strahlung führen muß.

TMI-Störfall Harrisburg

Dieser bisher größte *versicherte* Schadensfall, der am 28. März 1979 im amerikanischen Kernkraftwerk TMI bei Harrisburg eintrat, hat die Gemeinschaft der Nuklearversicherungspools in der Sachversicherung mit 300 Mio. $ belastet, wobei es sich um die damals geltende vertragliche Haftungsbegrenzung handelte; der tatsächlich eingetretene Sachschaden – einschließlich des erforderlichen Aufwandes für Dekontaminierungsmaßnahmen – hat sich auf über 1 Mrd. $ belaufen. Die Entladung des Reaktors begann im Oktober 1985 und zog sich bis Februar 1990 hin. Es ergab sich, daß 45 % des Kerns (62 t) geschmolzen waren. Die gesamte Entlademenge betrug rd. 150 t hochradioaktiven Abfalls.

In der Haftpflichtversicherung sind bis Ende 1994 59,8 Mio. $ gezahlt und 46,2 Mio. $ noch vorsorglich reserviert worden, u.a. auch für Aufwendungen im Zusammenhang mit einer behördlich empfohlenen vorübergehenden Teilevakuierung und für die Einrichtung eines Fonds zur medizinischen Langzeitbeobachtung etwaiger Spätfolgen. Eine tatsächliche Gesundheitsbeeinträchtigung durch ausgetretene Strahlung ist bisher jedoch in keinem einzigen Fall nachgewiesen worden; die im Vergleichsweg an mehrere Hundert Kläger geleisteten Zahlungen erfolgten ohne Anerkennung einer Rechtspflicht und lediglich zur Vermeidung des in den USA auch im Obsiegensfall enorm hohen Prozeßkostenrisikos. Die DKVG war als Rückversicherer der amerikanischen Pools an der Regulierung in der Sachversicherung mit 11,9 % und in der Haftpflichtversicherung mit 8,2 % beteiligt.

amerikanische Versicherungspools

Die beiden amerikanischen Versicherungspools American Nuclear Insurers (ANI) und Mutual Atomic Energy Reinsurance Pool (MAERP) haben seit dem Eintritt des TMI-Schadens unter Beteiligung der rückversichernden, außeramerikanischen Pools ihre Sachdeckung im Grundbereich von 300 Mio. $ inzwischen auf 500 Mio. $ erhöht und darüber hinaus eine darauf aufbauende zweite Deckungstranche bis zur Höhe von 1,35 Mrd. $ entwickelt. Darüber hinaus – aber auch im Wettbewerb dazu – bieten Selbstversicherungseinrichtungen der amerikanischen Betreiber (Captives) Deckung an. Die Sachversicherung ist seit 1991 bis zur Höhe von 1,06 Mrd. $ gesetzlich verpflichtend, mit Vorrang für die Kosten der Stabilisierung und Dekontaminierung des Reaktors nach einem Unfall. Hierbei war nicht zuletzt ein auch von amerikanischen Regierungsstellen wiederholt vorgebrachter Hinweis zu berücksichtigen, daß die Dekontamination einer Anlage nach einem Schadensfall nicht nur im eigenen wirtschaftlichen Interesse des Betreibers, sondern ebenso im Interesse der öffentlichen Sicherheit liege. Dies sollte bedacht werden, wenn im Zusammenhang mit der zwischenzeitlich erfolg-

ten Einführung der unlimitierten Haftung in Deutschland an einen Zugriff auf die Sachversicherungsansprüche des Betreibers zugunsten der Drittopferentschädigung gedacht wird.

Nuklear-Haftpflicht GbR

Die Haftpflicht-Deckungsvorsorge in Deutschland betreffend, bleibt noch zu vermerken, daß diese derzeit vom deutschen Versicherungspool, der DKVG, in Höhe von 200 Mio. DM und von einem Haftungsverbund der deutschen Elektrizitätswirtschaft, der Nuklear-Haftpflicht GbR, unter »Vorzeichnung« durch ein Konsortium mehrerer Versicherungsgesellschaften in Höhe weiterer 300 Mio. DM erbracht wird. Diese Konstruktion hat ihren Ursprung darin, daß bei der Erhöhung der Deckungsvorsorge auf 500 Mio. DM Anfang 1977 die über den weltweiten Verbund des Pools verfügbare Haftpflichtversicherungskapazität noch nicht ausreichte; man hat ungeachtet der inzwischen gestiegenen Deckungsmöglichkeiten der Pools an dieser für die Betreiber kostengünstigen Regelung festgehalten. Eine Anfang der 90er Jahre im Bundesumweltministerium vorbereitete Atomgesetznovelle, durch die die Deckungsvorsorge (einschließlich Bundesdeckung gegen Prämie) auf 5 Mrd. DM angehoben werden sollte, blieb bisher im Entwurfsstadium stecken.

6.5 Ergänzende Literatur zu Kapitel 6

BEIR: *The Effects on Populations of Exposure to Low Levels of Ionizing Radiation*, Committee on the Biological Effects of Ionizing Radiations, Washington/D.C. 1980.

Bödiker, T.: *Umweltverschmutzung und Haftung*, Diss., Hamburg 1980.

Borsch, P.; Feinendegen, E.; Feldmann, A. und Paschke, M.: *Strahlenschutz – Radioaktivität und Gesundheit*, hrsg. vom Bayerischen Staatsministerium für Landesentwicklung und Umweltfragen, München 1991.

Degenhart, C.: *Kernenergierecht*, Köln 1981.

Deutscher Bundestag: *Das Risiko Kernenergie*, Aus der öffentlichen Anhörung des Innenausschusses des Deutschen Bundestages am 2. und 3. Dezember 1974, hrsg. vom Presse- und Informationszentrum des Deutschen Bundestages, Bonn 1975.

Eiser, E.; Riederer, J.; Obernolte, W. und Danner, W.: *Energiewirtschaftsrecht*, Loseblatt-Kommentar, München.

Fischer, U.: *Die Bewilligung von Atomanlagen nach schweizerischem Recht*, hrsg. vom Energieforum Schweiz, Bern 1980.

Fischerhof, H. (Hrsg.): *Deutsches Atomgesetz und Strahlenschutzrecht*, Kommentar mit Berücksichtigung des internationalen Rechts, Band I, Baden-Baden 1978.

Fremlin, J. H.: *Power Production: What are the Risks?* Bristol and Boston 1985.

Fritz-Niggli, H.: *Strahlengefährdung/Strahlenschutz*, Bern, Stuttgart und Wien 1975.

GRS (Hrsg.): *Deutsche Risikostudie »Kernkraftwerke«*, Fachband 8, Köln 1980.

GRS: *Risikoorientierte Analyse zum SNR-300*, GRS-A-700, Garching 1982.

Haury, H.-J. und Ullmann, Ch.: *Leben nach Tschernobyl. Belastung, Wirkung, Risiko*, München 1986.

HEW und NWK: *Zum besseren Verständnis der Kernenergie*, hrsg. von den Hamburgischen Electricitätswerken (HEW) und den Nordwestdeutschen Kraftwerken (NWK), Hamburg 1973.

IAEA: *Current Nuclear Power Plant Safety Issues*, Wien 1981.

IAEA: *Risks and Benefits of Energy Systems*, Internationales Symposium in Jülich v. 9.-13.04.1984, hrsg. von der International Atomic Energy Agency, Wien 1984.

ICRP: *Empfehlungen der Internationalen Strahlenschutzkommission*, Internationale Strahlenschutzkommission, Heft 26, Stuttgart und New York 1978.

ICRP: *Evulation of Risks from Radiation*, International Commission on Radiation Protection, Publication 8, 1966. Deutsche Ausgabe: *Abschätzung der Strahlenrisiken*, Stuttgart und New York 1977.

IRS: *Rasmussen-Bericht (WASH-1400)*, Übersetzung der Kurzfassung, hrsg. vom Institut für Reaktorsicherheit der Technischen Überwachungsvereine e.V., Köln 1975.

Katscher, F.: *Kernenergie und Sicherheit*, Eine Bürgerinformation des Bundesministeriums für Gesundheit und Umweltschutz, Wien 1978.

Keller, C.: *Die Geschichte der Radioaktivität*, Stuttgart 1982.

Kuhlmann, A.: *Einführung in die Probleme der Kernreaktorsicherheit*, Düsseldorf 1967.

Kuhlmann, A.: *Einführung in die Sicherheitswissenschaft*, Köln 1967.

Laskowski, W.: *Biologische Strahlenschäden und ihre Reparatur*, Berlin und New York 1981.

Lindackers, K. H. u.a.: *Kernenergie – Nutzen und Risiko*, Stuttgart 1970.

Lukes, R.; Bischof, W. und Pelzer, N.: *Sachverständigentätigkeit im atomrechtlichen Genehmigungs- und Aufsichtsverfahren in der Bundesrepublik Deutschland, Frankreich, Großbritannien und den USA*, Heidelberg 1980.

Maier-Leibnitz, H.: *Lernschock Tschernobyl*, Zürich, Osnabrück 1986.

Mervin, S. E. und Balonov, M. I. (Hrsg.): *Doses to the Soviet Population and Early Health Effects Studies*, The Chernobyl Papers, Vol. I.

Minder, W.: *Geschichte der Radioaktivität*, Berlin, Heidelberg und New York 1981.

Pelzer, N.: *Deutsches Atomenergierecht*, Loseblatt-Kommentar, Göttingen.

Rassow, J.: *Risiken der Kernenergie. Fakten und Zusammenhänge im Lichte des Tschernobyl-Unfalls*, Weinheim 1988.

Sauter, E.: *Grundlagen des Strahlenschutzes*, München 1982.

Tegethoff, W., Büdenbender, U. und Klinger, H.: *Das Recht der öffentlichcn Energieversorgung*, Loseblatt-Kommentar, 2bändig, Essen seit 1972.

Schüssler, C. M.: *Atomgesetz und internationale Übereinkommen*, hrsg. von NUKEM, Hanau 1976.

Schüssler, C. M.: *Atomrecht*, Textsammlung, hrsg. von NUKEM, Hanau seit 1977.

Schultz, H. und Vogt, H.-G.: *Grundzüge des praktischen Strahlenschutzes*, München 1977.

Umweltbundesamt: *Medizinische, biologische und ökologische Grundlagen zur Bewertung schädlicher Luftverunreinigungen*, Sachverständigenanhörung in Berlin vom 20. bis 24.02.1978, Wortprotokoll und Materialien, hrsg. vom Umweltbundesamt, Berlin 1978.

Universität Bremen: *Zum richtigen Verständnis der Kernenergie*, Bericht einer Autorengruppe der Universität Bremen, Berlin 1975.

UNSCEAR: *Official Records. 21st Session*, Suppl. No. 14, New York 1966.

UNSCEAR: *Sources and Effects of Ionizing Radiation*, Report 1993, New York 1993.

VIK (Hrsg.): *Energierecht. Textsammlung*, hrsg. von der Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft (VIK), 5. Auflage, Essen 1980

Wagner, H.: *Genehmigungsverfahren für das Entsorgungszentrum*, in: Schriftenreihe zum Thema »Kernenergie und Umwelt«, hrsg. von der Deutschen Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH, Hannover.

Winkler, W. und Hintermann, K.: *Kernenergie. Grundlagen – Technologie – Risiken*, München und Zürich 1983.

Ziemann, H. H.: *Explosion im Atomkraftwerk*, Wien und München 1976.

Zydek, H. und Heller, W. (Hrsg.): *Energiemarktrecht*, Loseblatt-Kommentar, Essen.

Kapitel 7

Umwelt und Akzeptanz

7.1 Umweltbelastungen bei herkömmlicher und nuklearer Stromerzeugung

Bearbeitet von Karsten Dienes

Umweltbelastung durch Kernkraftwerke und konventionelle Kraftwerke

Die von Kernkraftwerken ausgehende Umweltbelastung ist im Rahmen der Gesamtbeeinträchtigung unserer Umwelt durch die Energiewirtschaft zu sehen, die in vielfacher Hinsicht zur Wirkung kommt

- durch nachteilige Veränderungen der Landschaft,
- durch Verunreinigung der Luft und des Bodens,
- durch Lärm,
- durch Verschmutzung des Wassers.

Zu diesen Beeinträchtigungen tragen gegebenenfalls alle Stufen der Energiewirtschaft bei: Erzeugung, Umwandlung, Transport und Verbrauch.

Eine vergleichende Betrachtung der Umwelteinflüsse und Risiken, die von konventionellen Kraftwerken, insbesondere Kohlekraftwerken, von Kernkraftwerken als auch solchen auf der Basis »alternativer« Energieträger ausgehen, kann sich auf zahlreiche Untersuchungen und Stellungnahmen stützen. Es bestehen mannigfaltige Verknüpfungen mit anderen Blickrichtungen, etwa stromwirtschaftlichen oder energiepolitischen. So richten sich die konkreten *Investitionsentscheidungen* über den Ersatzbau oder Zubau neuer Kraftwerke nach einer Fülle von allgemeinen und standortbezogenen Kriterien. Die Zielsetzung umweltfreundlicher Stromerzeugung tritt dabei mehr und mehr in den Vordergrund.

Investitionsentscheidungen

7.1.1 Emissionen und Immissionen herkömmlicher Wärmekraftwerke

Unterschiede zwischen den Energieträgern

Ein erster Überblick über die *Emissionen und Immissionen*[1] aus konventionellen Kraftwerken ergibt Abbildung 7.1 (vgl. auch Kapitel 7.1.5): Bei

[1] Es sind auseinanderzuhalten: *Emissionen*, d.h. die Abgabe von Stoffen und Energie (Schall, Erschütterung, Strahlung, Wärme) aus einer Quelle an die Umwelt; *Immissionen*, d.h. das Auftreten von Stoffen und Energie (s.o.) an einem bestimmten Ort, wodurch die Umweltverhältnisse für Mensch, Tier und Pflanze verändert werden; s. auch Abbildung 7.1.

der Umweltrelevanz bestehen Unterschiede nicht nur zwischen den Energieträgern Kohle, Öl und Gas, sondern auch bezüglich der jeweiligen Brennstoffe, etwa was den Schwefelgehalt anbetrifft. Darüber hinaus rich-

Emission, Transmission, Immission

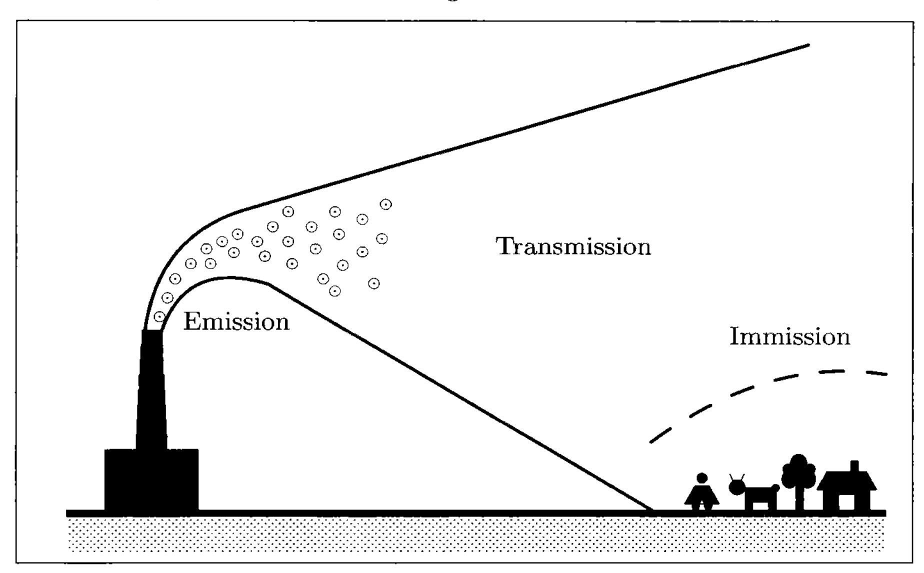


Abbildung 7.1: Darstellung der Begriffe Emission, Transmission und Immission.

tet sich der Umwelteinfluß nach der *Feuerungstechnik* (z.B. Schmelzfeuerung, Wirbelschichtfeuerung), den *Ableitbedingungen* (Schornsteinhöhe, Abgastemperatur) und nicht zuletzt den *Umweltschutzmaßnahmen.* In letztgenannter Hinsicht ist festzustellen, daß der Stand der Technik bei der Entstaubung, der Entschwefelung und Stickoxidminderung unterschiedlich weit fortentwickelt ist. Für die Praxis ist außerdem von Bedeutung, wie alt und wie groß die Anlage ist und ob sie *nachgerüstet* wurde. Wegen des geringeren Anteils von Öl und Gas an der Stromerzeugung und der aus energiepolitischen Gründen beschränkten Zubauabsichten bei diesen Energieträgern sind Kohlekraftwerke unter Umweltaspekten vorrangig von Bedeutung.

Luftverunreinigungen

Zur Beurteilung der Wirkungen luftverunreinigender Stoffe auf Menschen, Tiere, Pflanzen und Materialien ist zunächst von den *Emissionen* auszugehen, sodann sind die (anteiligen) *Immissionen* zu ermitteln und schließlich ist die Frage zu beantworten, bei welchen Konzentrationen *Schädigungen* bei Lebewesen, Sachen und Ökosystemen auftreten können (Vgl. dazu die nachfolgenden Textziffern). Bei der Luftüberwachung im allgemeinen und bezüglich der Kohlekraftwerke im besonderen werden meist folgende Schadstoffe untersucht und nach ihrer Emission, Immission und Wirkung bewertet: Schwefeldioxid (SO_2), Stickoxid (NO_x), Staub und relevante Staubinhaltsstoffe, Kohlenmonoxid (CO) und polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAH). Eine gewisse Rolle spielen auch die anorganischen Chlor- und Fluorverbindungen. Gesonderter Betrachtung bedarf das Kohlendioxid (CO_2) (s. hierzu Kapitel 7.2 und 7.3).

Luftüberwachung

Beschränkt man sich zunächst auf die Emissionsseite, so kann man unter dem Aspekt der Umweltrelevanz differenzieren gemäß dem – von Paracelsus geprägten – Grundsatz, daß »allein die Dosis macht, daß ein Ding kein Gift ist«. Wie die Tabellen 7.1 und 7.2 zeigen, liegt das SO_2 mengenmäßig an der Spitze der dort angeführten von Kraft- und Fernheizwerken freigesetzten Schadstoffe.

SO_2

Tabelle 7.1: Schadstoffemissionen an SO_2, NO_x, Staub und CO, in Kilotonnen pro Jahr und %-Anteilen 1991 (alte Bundesländer)

Emittentengruppe	SO_2		NO_x		Staub		CO	
	kt/a	%	kt/a	%	kt/a	%	kt/a	%
Kraftwerke/ Fernheizwerke	320	31,5	350	13,3	25	9,2	50	0,7
Industrie	380	37,2	250	9,5	130	48,0	1 290	17,7
Haushalte und Kleinverbraucher	150	14,7	125	4,8	30	11,0	760	10,4
Verkehr	170	16,6	1 900	72,4	85	31,8	5 200	71,2
Summe	1 020	100,0	2,625	100,0	270	100,0	7 300	100,0

Quelle: Umweltbundesamt: *Daten zur Umwelt 1992/93*.

Schadstoffemissionen 1991

Tabelle 7.2: Schadstoffemissionen an SO_2, NO_x, Staub und CO, in Kilotonnen pro Jahr und %-Anteilen, Prognose 1998[a]

Emittentengruppe	SO_2		NO_2		Staub		CO	
	kt/a	%	kt/a	%	kt	%	kt/a	%
Kraftwerke/ Fernheizwerke	370	36,1	240	10,6	55	12,0	45	0,7
Industrie	380	37,1	218	9,5	306	65,0	1 240	19,8
Haushalte und Kleinverbraucher	165	16,0	120	5,3	36	7,4	780	12,5
Verkehr	110	10,8	1 690	74,6	73	15,6	4 160	67,0
Summe	1 025	100,0	2 268	100,0	470	100,0	6 225	100,0

[a] Variante I: In Kraft befindliche Grenzwertregelungen, durch »Binnenmarkt« bedingtes Steigen der Straßengütertransporte.
Quelle: BMU: *Umweltbericht 1990*.

Schadstoffemissionen Prognose 1998

Beachtlich, wenn auch deutlich nachrangig gegenüber dem Sektor Verkehr, sind die NO_x-Emissionen. Demgegenüber liegen die Kraftwerke beim CO-Ausstoß im Vergleich insbesondere zum Verkehr niedrig: Ihr Anteil an den Gesamtemissionen erreicht nur 0,7 %. Verhältnismäßig klein ist auch der Beitrag der Kraftwerke an den Emissionen gefährlicher Staubinhaltsstoffe (insbesondere Schwermetalle) und den PAH (vgl. die Tabellen 7.3 und 7.4). Wegen der besonderen Toxizität bzw. kanzerogenen Wirkung dieser Schadstoffe ist hier aber auch die Immissionsseite zu untersuchen.

Schadstoffemissionen von Kraftwerken

Staub

Tabelle 7.3: Emissionen von Staubinhaltsstoffen

		Modell-Steinkohlenkraftwerk[a] (1 GWe/a)	Aus dem Steinkohleeinsatz in der BRD für 1980	BRD insgesamt für 1980[b]
Arsen	t/a	0,69	69	782
Cadmium	t/a	0,05	5	328
Quecksilber	t/a	0,007 (1,2)[c]	0,7 (22)[c]	4,7
Blei	t/a	3,2	320	9 308

[a] Staubkonzentration im Rauchgas: 50 mg/m^3.
[b] Nach Pacyna 1982.
[c] Die in Klammern angegebene Menge wird zusätzlich gasförmig freigesetzt.
Quelle: KfK-Kohlestudie 1985.

Benzo(a)pyren

Tabelle 7.4: Benzo(a)pyren-Emissionen

Steinkohleneinsatz im Sektor:	Brennstoffeinsatz (Steinkohle) in Mio. t SKE/a	Emissionen 1980 pro t SKE in μg	Emissionen pro Jahr in kg
Kraftwerke und Fernheizwerke	39	3,5–225	0,14–9
Haushalte und Kleinverbraucher (nur Steinkohlenbriketts)	1,2	3 000	3 600
Kokereien und Ortsgaswerke	37,5	2 000	7 500

Quelle: KfK-Kohlestudie 1985.

Altanlagen-Nachrüstung

Das Bild der Schadstoffemissionen insbesondere aus Kohlekraftwerken hat sich deutlich verändert, seit infolge der Großfeuerungsanlagenverordnung (GFAVO) die *Altanlagen-Nachrüstung*, vor allem durch Maßnahnen zur *Entschwefelung* und *Entstickung*, erfolgt ist. Sie ist mittlerweile im Gebiet der alten Bundesländer abgeschlossen (Endtermin für Altanlagenbetrieb mit Übergangsregelung 1993). In den fünf neuen Bundesländern ist dagegen die Modernisierung des konventionellen Kraftwerksparks noch nicht beendet.

hohe Kamine

Aufgrund der in der Regel bestehenden günstigen Ableitbedingungen bei Kraftwerken – *hohe Kamine*, große Quellstärken und damit verbundene Verdünnungseffekte – darf die anteilige Emission aber nicht mit einem gleichen Anteil bei den Immissionen gleichgesetzt werden. Bei gleicher Emission ergeben sich vielmehr im Vergleich zum Sektor Hausbrand um etwa siebenfach oder des Verkehrs um etwa achtfach kleinere Immissionen, was die Kraftwerke anbetrifft[2].

Transmission der Schadstoffe

Im einzelnen reichen unsere Kenntnisse aber noch keineswegs aus, die Transmission der Schadstoffe, insbesondere den Ferntransport, zuverlässig zu beurteilen. Es muß eine *Vielzahl von anthropogenen* Quellen (neben sol-

[2] Umweltbundesamt: *Luftverschmutzung durch Schwefeldioxid*, 1980.

chen natürlichen Ursprungs im In- und Ausland) berücksichtigt werden. Dabei ist eine regionale Differenzierung erforderlich, und zwar in grober Einteilung zunächst nach Ballungsräumen und emittentenfernen Gebieten. In den erstgenannten werden die Immissionen im wesentlichen durch die Emissionen aus niedrigen Freisetzungshöhen bestimmt (Hausbrand, Gewerbe, Verkehr). Nach einer Abschätzung der Landesanstalt für Immissionsschutz für NRW ist die Emittentengruppe der Kraftwerke im Belastungsgebiet (Ruhrgebiet) beim SO_2 zwar mit 40 % an der Gesamtemission beteiligt, jedoch nur mit 14 % an der Immissionsbelastung (Nahbereich)[3].

7.1.2 Sondergutachten »Energie und Umwelt« (1981)

Mit der Frage der Umwelteinflüsse und Risiken bei der Energieerzeugung hat sich der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen ausführlich in seinem Sondergutachten *Energie und Umwelt* aus dem Jahr 1981 befaßt. Dabei ist zunächst das Grundanliegen des Rates hervorzuheben, daß »energiepolitische Strategien nicht ohne umweltpolitische Überlegungen entworfen werden« sollten. Daran knüpft die Kernaussage dieses Gutachtens zugunsten einer verstärkten Energieeinsparung an und zu Lasten einer »massiven Ausdehnung des Energieangebotes«.

Sachverständigenrat Umweltfragen

In seinen »Schlußfolgerungen und Empfehlungen« widerspricht der Sachverständigenrat ausdrücklich der Ansicht, der »Weg in die Kohle« sei unter umweltpolitischen Aspekten unproblematisch. Bei mit Kohle (oder Erdöl) betriebenen Kraftwerken sei nämlich eine große Zahl sehr unterschiedlicher chemischer Stoffe in die Beurteilung der Emissionen einzubeziehen. Ihre toxischen Wirkungen seien nur zum Teil erforscht. Das Bekannte weise auf extrem unterschiedliche Wirkungen auf die menschliche Gesundheit hin, von der einfachen lokalen und reversiblen Reizwirkung des SO_2 bis zur Krebsentstehung durch polyzyklische aromatische Verbindungen. Allerdings gebe es *große Wissenslücken*. Das Urteil über die Gesundheitsgefährdung durch die Kohlenutzung werde hierdurch erschwert. Diese Unsicherheit des Urteils werde noch wesentlich durch die Tatsache erhöht, daß zahlreiche erbgutändernde und krebserzeugende Stoffe aufträten, die in der Risikobetrachtung einen besonderen Stellenwert beanspruchen müßten. Letztendlich hält der Rat langfristige, schwer abschätzbare, auch in künftigen Generationen wirkende Beeinträchtigungen für möglich.

Risiken der Kohle

In seine Warnungen vor einer »massiven Ausdehnung des Energieangebotes« bezieht der Rat auch die Kernenergie ein. Im einzelnen untersucht er die Risiken durch den Normalbetrieb, durch Störfälle sowie durch Wiederaufarbeitung und Endlagerung. Die Umweltbelastungen durch den Normalbetrieb der Kernkraftwerke hält er für gering. Demgegenüber verweist er auf den »Unfall schwerster Art«, dessen kalkulierbare Eintrittswahrscheinlichkeit aber »außerordentlich gering« sei. Zur Vermeidung von Störfällen würden seit jeher drastische und immer umfassendere Schutzmaßnahmen gesetzlich gefordert und realisiert.

Risiken der Kernenergie

[3] Studie aus 1972, zitiert nach Fußnote 2.

Der Diskussionsstand seit Vorlage dieses Sondergutachtens ist mittlerweile fortgeschritten, auch was die Einschätzung der Risiken durch die Kohlenutzung anbetrifft, so daß heute teilweise eine Relativierung der problematisierenden Aussagen des Rates angezeigt erscheint.

7.1.3 Wirkungen auf Ökosysteme, Gesundheitsrisiken und Schäden an Gebäuden und Materialien

7.1.3.1 Auswirkungen saurer Niederschläge auf Ökosysteme

saurer Regen

Im Zusammenhang mit den Diskussionen über Waldschäden und den Erlaß einer GFAVO, beginnend 1982, fand das Thema »saurer Regen« große Aufmerksamkeit in der Wissenschaft, der Politik und – vielfach mit plakativer Berichterstattung – in den Medien. Ausgehend von Erfahrungen vor allem in skandinavischen Ländern, befaßte sich die Wissenschaft bereits in den 70er Jahren mit zwei Befürchtungen:

- Der Transport von luftverunreinigenden Stoffen erfolgt auch über große Entfernungen und unter Überschreitung der Landesgrenzen.
- Im Zusammenwirken mit anderen Ursachen verändern Niederschläge mit erhöhtem Säuregehalt die Säuregrade von Seen und Flüssen.

großräumiger Transport von Luftschadstoffen

Bei der ersten Umweltkonferenz der Vereinten Nationen 1972 in Stockholm richteten sich die Diskussionen speziell auf die Wirkungen des Schwefels in der *Luft* und im *Niederschlag.* Eine OECD-Studie aus dem Jahr 1977 erhärtete die Erkenntnisse über den großräumigen Transport von Luftschadstoffen mit einer Abschätzung der Anteile der einzelnen Industrieländer Europas an den Belastungen anderer Länder. Die Stockholmer Konferenz im Jahr 1982 über die Problematik der »Umweltversauerung« kam zu dem Ergebnis, daß der *Säureeintrag* in die Umwelt ein ernstes Problem darstelle und auch bei gleichbleibender Deposition die Schädigung von Boden und Wasser weiter fortschreiten werde.

Gewässerversauerung

Nach derzeitigem Kenntnisstand[4] werden Schäden an Oberflächengewässern durch Versauerung vor allem dort mit industriell bedingten Immissionen in Verbindung gebracht, wo kalziumarme Gesteine (Granit, Gneis) bei nur dünner Erdbedeckung mit entsprechend ungenügender Pufferwirkung vorhanden sind (Südskandinavien, Nordosten der USA). In Mitteleuropa liegen derartige Verhältnisse nur beschränkt vor (zum Teil in Hochlagen der Mittelgebirge).

Mittlerweile hat sich die Waldschadensdiskussion verlagert. Der direkte Einfluß der Luftschadstoffe auf die oberirdischen Organe der Bäume wird heute für ausschlaggebender erachtet als der *Weg über den Boden*[5]. Nach

[4] Studie des Kernforschungszentrums Karlsruhe, Abt. für Angewandte Systemanalyse (AFAS): *Folgen eines verstärkten Kohleeinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland*, Juni 1984, S. 341; Antwort der Bundesregierung: *Gewässerversauerung durch Luftschadstoffe*, BT-Drucksache 10/1525.

[5] Sachverständigenrat für Umweltfragen: *Sondergutachten Waldschäden und Luftverunreinigungen*, 1983, Rdnr. 365.

diesen Waldschadenshypothesen können auf bestimmten Standorten indirekte Wirkungen von Luftverunreinigungen eine mitursächliche oder gar dominierende Rolle spielen. Man glaubt, daß vor allem dort der Säureeintrag eine entscheidende Bedeutung erlange, wo sich der pH-Wert ohnehin durch die Zusammensetzung des geologischen Untergrundes oder menschliche Eingriffe an der Untergrenze biologischer Tragfähigkeit befindet und nur geringe Pufferkapazitäten zur Verfügung stehen[6].

Waldschadens-hypothesen

7.1.3.2 Waldschäden

Seit etwa Mitte der 70er Jahre wurden in der Bundesrepublik Deutschland, aber auch in den europäischen Nachbarländern zunehmend Vegetationsschäden festgestellt, die nach Art und Umfang über das hinausgehen, was seit Jahren und Jahrhunderten bekannt ist. Die Schädigung z.B. von Wäldern im Einwirkungsbereich der Abgasfahnen von bestimmten Industriebetrieben, darunter Feuerungsanlagen, stellt kein neues Phänomen dar. Die Waldschadensdiskussionen der letzten Jahre richten sich daher auf Zusammenhänge zwischen Luftverunreinigungen und Baumschäden ohne enge räumliche Nähe zu bestimmten Emittenten, z.B. weit außerhalb der industriellen Ballungsräume, etwa im Schwarzwald und im bayerischen Wald.

Vegetationsschäden

In seinem Sondergutachten aus dem Jahr 1983, *Waldschäden und Luftverunreinigungen*, verfolgt der Rat der Sachverständigen für Umweltfragen umfassend die Ursachenanalyse dieser *neuartigen Waldschäden.* Diese ließen sich nicht in das Bild bisheriger Erfahrungen einordnen. Es handele sich vor allem um Schäden an Tannen und Fichten, die fernab von Ballungsgebieten und spezifischen Emissionsquellen wachsen, so daß Fachleute deswegen zunächst keinen Zusammenhang mit Luftverunreinigungen vermutet hätten. Die gemessenen und in Mittelwerten angegebenen Luftschadstoff-Konzentrationen lägen dort in der Regel so niedrig, daß eine direkte pflanzenschädigende Wirkung nach bisheriger Kenntnis der Zusammenhänge ausgeschlossen werden konnte. Es gäbe jedoch Folgeprodukte, die im Verlauf des weiträumigen Transportes der Luftverunreinigungen entstehen. Außerdem könnten kurzfristig außergewöhnlich hohe Konzentrationen von Luftschadstoffen auftreten, die bei der Mittelwertbildung nicht zum Ausdruck kämen[7].

neuartige Waldschäden

Die Landesanstalt für Immissionsschutz in NRW hält nach einer Studie aus dem Jahr 1983 jedenfalls eine allein auf die SO_2-Immissionen bezogene Blickrichtung für verfehlt: Weder die räumliche Verbreitung noch der zeitliche Verlauf der Belastung mit SO_2 lasse sich mit der räumlichen Verbreitung und dem zeitlichen Verlauf der Schäden an Tanne und Fichte korrelieren. Die absolute Höhe der SO_2-Konzentrationen in den Waldschadensgebieten sei zum Teil so niedrig, daß eine maßgebliche Beteiligung an

[6] Studie des Kernforschungszentrums Karlsruhe, Abt. für Angewandte Systemanalyse (AFAS): *Folgen eines verstärkten Kohleeinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland*, Juni 1984, S. 335.

[7] Sachverständigenrat für Umweltfragen: *Sondergutachten Waldschäden und Luftverunreinigungen*, 1983, Rdnr. 363 ff.

den spezifischen Schäden ausgeschlossen werden müsse[8]. Mit der sogenannten »Ozontheorie« wird einem denkbaren Kausalbeitrag der *Photooxidantien* eine größere Rolle beigemessen, die in Umwandlung der Stickoxide unter Beteiligung von Kohlenwasserstoffen und dem Einfluß von Sonnenlicht entstehen.

Ozontheorie

Ursachen für Waldschäden

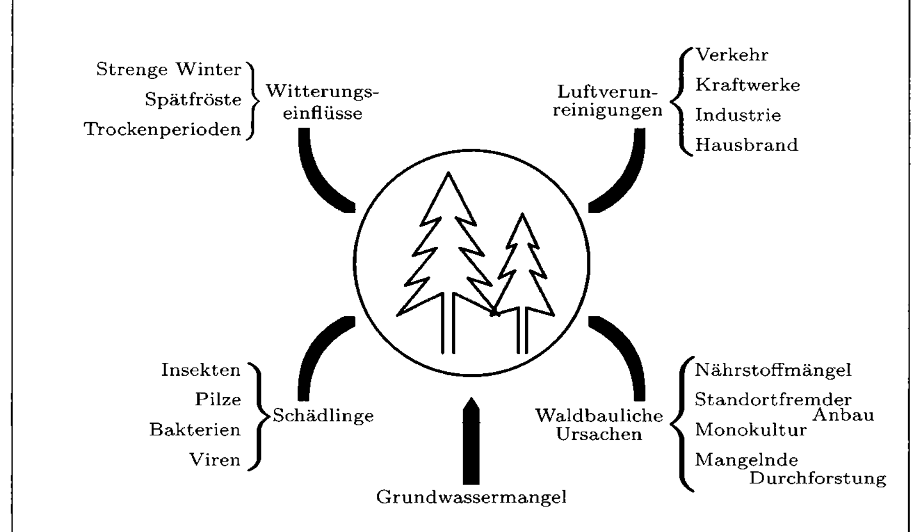


Abbildung 7.2: Mögliche Ursachen von Waldschäden.

Nach dem derzeitigen Stand der Kenntnisse muß es als noch unbewiesen angesehen werden, daß die starke Zunahme der Baumschäden in den letzten fünfzehn Jahren in erster Linie auf Luftverunreinigungen zurückzuführen ist. Es gibt aber einige Anzeichen dafür, daß sich die Luftverschmutzung, ohne daß eine eindeutige Zuordnung zu bestimmten Stoffen möglich wäre, negativ auf den Gesundheitszustand der Wälder auswirkt. Der wissenschaftliche Beweis für bestehende Wirkungszusammenhänge scheitert zur Zeit nicht allein an den noch fehlenden Analysen der zahlreichen, aus den verschiedensten Quellen stammenden Schadstoffe, der Kombinationswirkungen und der Rolle von Umwandlungsprodukten, sondern nicht zuletzt auch an der Komplexität des Ökosystems Wald. Eine Fülle von natürlichen Faktoren (Trockenheit, Frost, unzureichende Nährstoffversorgung, Schädlinge, waldbauliche Maßnahmen usw.) können Einfluß auf das Entstehen von Baumkrankheiten haben.

natürliche Faktoren

Von daher wird bezüglich der neuartigen Waldschäden von der Annahme einer *Komplexkrankkeit* ausgegangen, aber auch die Unmöglichkeit einer allgemeingültigen und einheitlichen Beschreibung anerkannt. Als Faktorenkomplexe werden genannt: Immissionen schädlicher Luftverunreinigungen

Komplexkrankkeit

[8] LIS-Bericht Nr. 28: *Waldschäden in der Bundesrepublik Deutschland*, S. 106.

(Klima und Witterungsverlauf (Trockenheit, Hitze, intensive Sonneneinstrahlung); anthropogene Standortveränderungen (Grundwasserabsenkungen und Waldbaumaßnahmen) und schädliche Organismen[9]. Die komplexen möglichen Ursachen der Waldschäden sind Abbildung 7.2 zu entnehmen.

7.1.3.3 Gesundheitsrisiken

Unbestritten können hohe Luftverschmutzungen Gesundheitsschäden und auch den Tod von kranken und empfindlichen Personen verursachen. Welche Rolle dabei SO_2, NO_x, Schwebstoffe und andere Substanzen spielen, ist jedoch noch weitgehend ungeklärt. Vorliegende experimentelle und epidemiologische Studien zeigen ein recht breites Meinungsspektrum. Einen gewissen Erfahrungsschatz liefern zurückliegende Smogkatastrophen mit zum Teil sehr starken Schadstoffanreicherungen.

Smogkatastrophen

Die Betrachtung vorrangig der SO_2-Konzentrationen in der Luft als Maß der Luftverunreinigung findet eine Begründung nicht nur in dem erheblichen Anteil dieses Stoffes an den Verunreinigungen, sondern auch in der einfachen Meßbarkeit. Zudem korrelierten die SO_2-Konzentrationen vor der Zeit einschneidender Maßnahmen zur Luftreinhaltung stets auch mit hohen Schwebstoffkonzentrationen, die weitgehend aus den gleichen Quellen stammten wie das SO_2. Die in epidemiologischen Studien statistisch aufgewiesenen Zusammenhänge zwischen hohen SO_2-Konzentrationen und Mortalität bzw. Beeinträchtigungen der Atem- und Lungenfunktionen schließen ein Korrelieren der Effekte mit gleichzeitig stets auch vorhandenen hohen Schwebstoffkonzentrationen nicht aus. Diese Schwebstoffe sind Gemische aus Ruß, Sulfaten, Schwefelsäure, Schwermetallen, polyzyklischen Aromaten und vielen chemisch oft noch unbestimmten Substanzen.

Schwebstoffkonzentrationen

Nach heutigem Kenntnisstand geben die *experimentellen Laboruntersuchungen* keine eindeutigen Anhaltspunkte für die Abhängigkeit von Dosis und Wirkung in Bereichen der heute relevanten kurzfristig auftretenden erhöhten Konzentrationswerte von SO_2 in der Umwelt. Vielmehr bestätigen sie bei Vergleich mit epidemiologisch beobachteten Zusammenhängen von SO_2-Belastung und Gesundheitsbeeinträchtigungen die Vermutung, daß negative Auswirkungen der Luftverunreinigungen nicht dem Schwefeldioxid allein angelastet werden können[10].

Die Diskussionen im Zusammenhang mit einer Novellierung der Smogverordnungen der Länder haben unter anderem eine Neubewertung im Verhältnis der sich gegenseitig verstärkenden Stoffe SO_2 und Feinstaub ergeben. Bei den Anfang 1985 zum Teil vorgenommenen Änderungen wurde den Vorschlägen eines unter der Leitung von Schlipköter verfaßten Gutachtens über die Kriterien des Smogwarndienstes aus dem Jahr 1984 gefolgt,

[9] Studie des Kernforschungszentrums Karlsruhe, Abt. für Angewandte Systemanalyse (AFAS): *Folgen eines verstärkten Kohleeinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland*, Juni 1984, S. 333; Antwort der Bundesregierung vom 19. November 1985 zum Thema: *Forschungen zu Ursachen der Waldschäden*, BT-Drucksache 10/4286.

[10] Studie des Kernforschungszentrums Karlsruhe, Abt. für Angewandte Systemanalyse (AFAS): *Folgen eines verstärkten Kohleeinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland*, Juni 1984, S. 269 ff.

Feinstaub

der auf die *überwiegende Bedeutung des Feinstaubes* mit der Konsequenz einer höheren Bewertung nach dem Stand der wissenschaftlichen Diskussion hinwies[11].

TA Luft

Die Frage der richtigen Festlegung von Grenzwerten für die Schadstoffe SO_2, NO_2, Staub etc. aus humanmedizinischer Sicht spielte bei der Überprüfung der Immissionswerte der TA Luft (Technische Anleitung Luft) eine maßgebliche Rolle, die im Zuge einer – gescheiterten – Novellierung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in Gesetzesform »verrechtlicht« werden sollten. Dazu wurden 1978 eine Reihe von *Sachverständigen angehört*[12]. Seitens der Bundesregierung wurde das Gesamtergebnis dieses Hearings dahingehend zusammengefaßt, daß die Immissionswerte der TA Luft den Menschen, und zwar auch Risikogruppen (Kranke, Schwangere, Kinder usw.), mit hoher Wahrscheinlichkeit ausreichend schützen[13].

Es geht bei derartigen Grenzwertfestlegungen im Grunde genommen um *Bewertungsfragen* bezüglich hinzunehmender *Risiken* bzw. deren Wahrscheinlichkeit angesichts bestehender Kenntnislücken und eines Meinungsstreits in der Wissenschaft sowie um die Größe von Sicherheitsabständen zu mit Gesundheitsbeeinträchtigungen in Verbindung zu bringenden Konzentrationswerten. Insoweit manifestieren sich die allgemeinen Probleme der Umwelttoxikologie.

7.1.3.4 Schäden an Gebäuden und Materialien

Umwelteinwirkungen auf Bauwerke

Bereits bei der Sachverständigenanhörung im Jahr 1978 über medizinische, biologische und ökologische Grundlagen zur Bewertung schädlicher Luftverunreinigungen[12] wurden die Umwelteinwirkungen auf Bauwerke und erforderliche Grenzwerte diskutiert. Dabei sind die Schädigung von *empfindlichen Kunstwerken* (Natursteinbauwerke, Glasgemälde) im Vordergrund. Von vereinzelten Gegenmeinungen abgesehen, wurden Luftverunreinigungen im Zusammenwirken mit natürlichen Faktoren (Luftfeuchtigkeit) als Hauptfeind bestimmter empfindlicher *Steinarten* sowie bestimmter *Glaskunstwerke* angesehen. Passive Schutzmaßnahmen bei bestimmten Baudenkmälern wurden von den Sachverständigen für erforderlich gehalten.

Gebäudeschäden

Die Bundesregierung hat in einer Antwort auf eine Große Anfrage im Bundestag zum Thema »Zivilisationsbedingte Schäden an Gebäuden, Kulturdenkmälern und Ingenieurbauwerken«[14] Ende 1984 darauf hingewiesen, daß sie die sichtbar gewordenen Gebäudeschäden mit großer Sorge beobachte. Sie erreichten wirtschaftlich bedeutsame Größenordnungen. Als besonders schwerwiegend werden die Probleme bei *kulturhistorisch wertvollen Bauten* angesehen, weil hier mit fortschreitender Zerstörung unwiederbring-

[11] B. Ulrich, R. Mayer und P. K. Khanna: *Deposition von Luftverunreinigungen und ihre Auswirkung in Waldökosystemen im Solling*, Frankfurt/Main, 1979.

[12] Wortprotokoll, hrsg. vom Umweltbundesamt: *Medizinische, biologische und ökologische Grundlagen zur Bewertung schädlicher Luftverunreinigungen*, 1978.

[13] BT-Drucksache 8/2751, S. 7.

[14] BT-Drucksache 10/2613.

liche Werte verlorengingen und die bisher entwickelten Konservierungs- und Sanierungsverfahren noch nicht befriedigend seien.
Die Bundesregierung führt die schadstoffbedingten Gebäudeschäden vor allem auf die *sauren Depositionen der Luft* zurück, wobei die Schwefel- und Stickstoffoxide und deren Folgeprodukte als wesentliche Verursacher für Schäden an Stein und Beton bzw. an Metallen anzusehen seien. Inwieweit die Schäden an Bauwerken durch die verschiedenen Verursacher wie Gebäudeheizungen, Industrieanlagen oder Kraftfahrzeuge hervorgerufen würden, könne nicht exakt quantifiziert werden. Die Ursachenanalyse von Gebäudeschäden stelle daher eine wichtige Aufgabe dar. Neben der Erfassung und Bewertung der Schadstoffwirkungen geht es dabei auch um die Abgrenzung zu Schäden durch natürliche Verwitterung und Abnutzung sowie Schäden infolge von Planungs- und Bauausführungsmängeln, unzureichenden Kenntnissen, Materialien und Bauverfahren, auch solchen aufgrund ungenügender Wartung und Instandhaltungsmaßnahmen.

saure Depositionen der Luft

7.1.4 Umweltrechtsreform

Seit einigen Jahren wird an der Novellierung und Ergänzung umweltrechtlicher Vorschriften u.a. auf dem Gebiet der Luftreinhaltung, gearbeitet, wobei die Novellen der TA Luft 1983 und 1986 sowie die Verabschiedung der GFAVO im Jahr 1983 besonders erwähnt werden sollen. In letzter Zeit richten sich die Diskussionen erneut auf die Anwendung neuer Instrumente neben dem Ordnungsrecht, nicht zuletzt auf Abgabenlösungen.

Novellierung der TA Luft

7.1.4.1 Novellierungen der TA Luft 1983 und 1986

Die im Jahr 1983 in Kraft getretene neue TA Luft hat umfangreiche Änderungen bei der Handhabung der gesetzlichen Anforderungen an die Genehmigung von Anlagen mit sich gebracht. Erstmalig wird zwischen Immissionswerten zum Schutz vor Gesundheitsgefahren und solchen zum Schutz von erheblichen Nachteilen und Belästigungen differenziert.

neue TA Luft

In Gebieten mit Überschreitung der Immissionswerte für den Gesundheitsschutz dürfen Anlagen nur genehmigt werden, wenn die Zusatzbelastung sehr gering ist (Irrelevanzklausel) und durch Sanierungsmaßnahmen eine Verminderung der Immissionsbelastung erreicht wird (Sanierungsklausel). Neu sind Vorschriften über Sonderprüfungen, unter anderem zum Schutz besonders empfindlicher Tiere, Pflanzen oder Sachgüter im Hinblick auf SO_2 und Fluorverbindungen bei Überschreitung bestimmter maximaler Zusatzbelastungswerte.

Gesundheitsschutz

Verschärfte Anforderungen an die Emissionsminderungsmaßnahmen nach dem Stand der Technik für Neuanlagen, aber auch Altanlagen, und zwar für das gesamte Spektrum der industriellen Anlagen – mit Ausnahme der Großfeuerungsanlagen – enthält die weitere TA Luft-Novelle aus dem Jahr 1986. Dabei sieht das Nachrüstungskonzept unterschiedliche Fristen von mehreren Jahren vor.

Altanlagen

7.1.4.2 Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO)

Verordnung über Großfeuerungsanlagen (GFAVO)

Emissionsgrenzwerte

Mit der am 1. Juli 1983 in Kraft getretenen 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, der Verordnung über Großfeuerungsanlagen (GFAVO), wurden sehr weitgehende Anforderungen an die Emissionsbegrenzung insbesondere von Kraftwerken sowohl bei Anlagengenehmigungen als auch zu ihrer Nachrüstung gestellt. Erfaßt werden Feuerungsanlagen mit mehr als 50 MW Feuerungswärmeleistung (bei Gas ab 100 MWth). Durch Emissionsgrenzwerte werden staubförmige Emissionen, Kohlenmonoxid, Stickstoffoxide, Schwefeloxide und Halogenverbindungen erfaßt, und zwar für feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe. Im Mittelpunkt der Verordnung und als ihr eigentlicher politischer Anlaß mit der Zielsetzung einer »drastischen Verminderung der Emissionen« steht die Altanlagensanierung.

Emissionsbegrenzungen für Altanlagen

Die Anforderungen an Altanlagen sehen zum Teil etwas großzügigere Emissionsbegrenzungen für Altanlagen gegenüber denjenigen bei Neugenehmigungen vor. Bezüglich SO_2 hängt das Anforderungsprofil von der Größe der Anlage und der Restbetriebszeit ab. Anlagen mit mehr als 300 MW Feuerungswärmeleistung werden dann wie Neuanlagen behandelt, wenn sie ohne Restnutzungsbeschränkungen weiterbetrieben werden sollen. Innerhalb eines Jahres nach Inkrafttreten der GFAVO mußten sich die Betreiber dazu rechtsverbindlich erklären. Bei unbeschränkter Restnutzung mußte die Nachrüstung mit Entschwefelungseinrichtungen bei Anlagen ab 300 MW Feuerungswärmeleistung bis zum 1. Juli 1988 erfolgt sein.

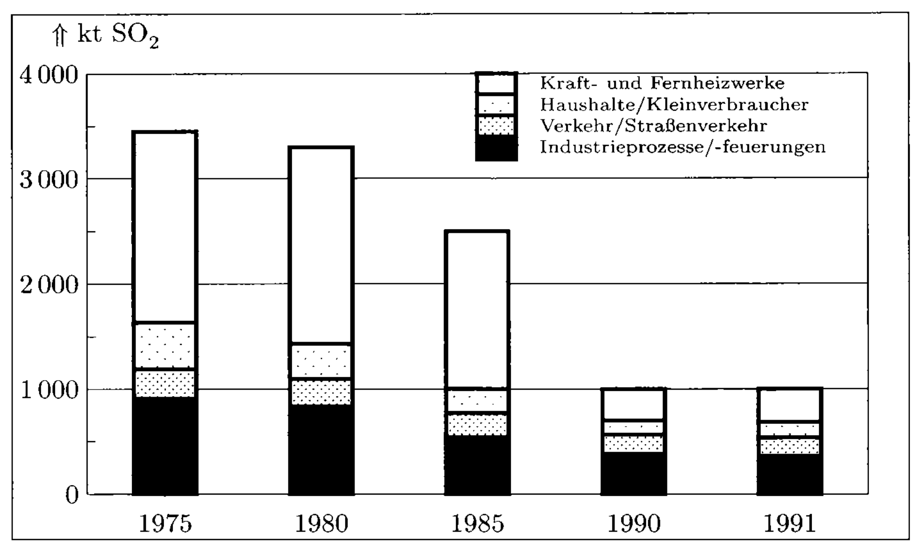
Stickstoffoxide

Die GFAVO enthält für *Stickstoffoxide* einerseits Emissionsgrenzwerte, andererseits aber auch die *dynamisierte Anforderung*, »die Möglichkeiten (auszuschöpfen), die Emissionen durch feuerungstechnische oder andere dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen weiter zu vermindern«.

Tabelle 7.5: GFAVO: Emissionsgrenzwerte

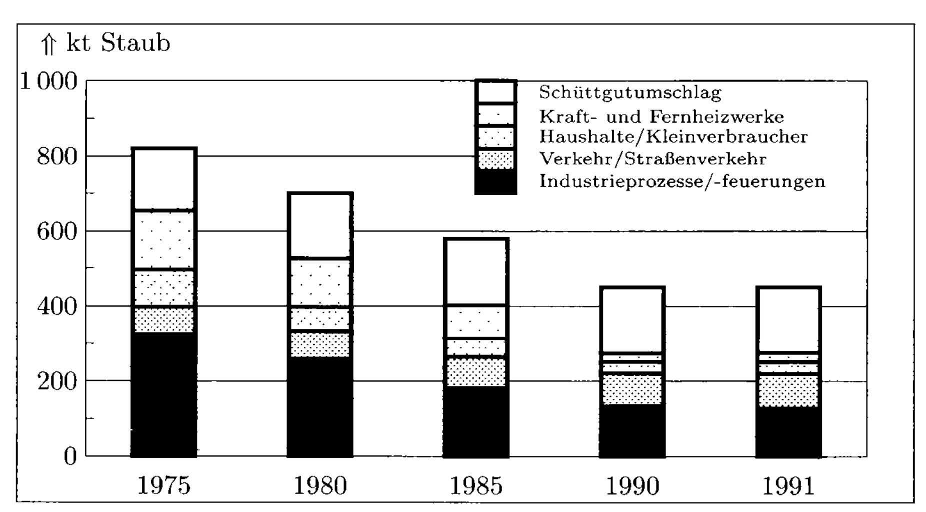
Schadstoffe	**Neuanlagen**	**Altanlagen**		
Staub: (mg/m^3)	Kohle: 50 (§3)	Ab 1. Juli 1988:	Braunkohle: Andere feste Brennstoffe:	80 (§17) 125
Kohlenmonoxid: (mg/m^3)	Kohle: 250 (§4) Öl: 175 (§9) Gas: 100 (§14)	Ab 1. Juli 1988:	Kohle: Öl: Gas:	250 (§4) 175 (§9) 100 (§14)
Stickstoffoxide[a]: (mg/m^3)	Kohle: 800 (§5) bei flüssigem Ascheabzug: 1 800 Öl: 450 (§10) Gas: 350 (§15)	Ab 1. Juli 1988:	Steinkohle (§19) Ascheabzug flüssig: Ascheabzug trocken: Sonstige feste Brennstoffe: Öl: Gas:	 2 000 1 300 1 000 700 500
Schwefeldioxid: (mg/m^3)	Kohle und Öl: 400 (§6,11) bei Schwefelemissionsgrad von 15 % Auf Antrag: 650 bei höchstmögl. Abscheideleistung Gas: 35 (§16)	Über 300 MWth-Anlagen (§20): Bis 10 000 h Rest-Betr.-Dauer: Genehm. 10 000–30 000 h Rest-Betr.-Dauer: 2 500 Über 30 000 h Rest-Betr.-Dauer: Wie Neuanlagen (ab 1. Juli 1988)		bis 1. April 1993

[a] Nach Beschluß der Umweltminister vom April 1984 u.a. bei Kohlekraftwerken > 300 MWth: 200 mg NO_x/m^3.



SO_2-Emissionen

Abbildung 7.3: Entwicklung der SO_2-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer).
Quelle: Umweltbundesamt: *Daten zur Umwelt 1992/93*.



Staub-Emissionen

Abbildung 7.4: Entwicklung der Staub-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer).
Quelle: Umweltbundesamt: *Daten zur Umwelt 1992/93*.

Den diesbezüglichen Stand der Technik interpretierte die Umweltministerkonferenz im April 1984 durch entsprechende Richtwerte als Zielvorgaben bezüglich Neugenehmigungen und Altanlagen. Dabei erfolgte eine an die Anforderungen bei der Entschwefelung angelehnte Abstufung je nach Größe der Anlage und Restbetriebszeit. Gleiche Anforderungen wie bei Neugenehmigungen gelten daher im Falle unbegrenzter Restnutzung für Anlagen ab 300 MW Feuerungswärmeleistung.

NO$_x$-Emissionen

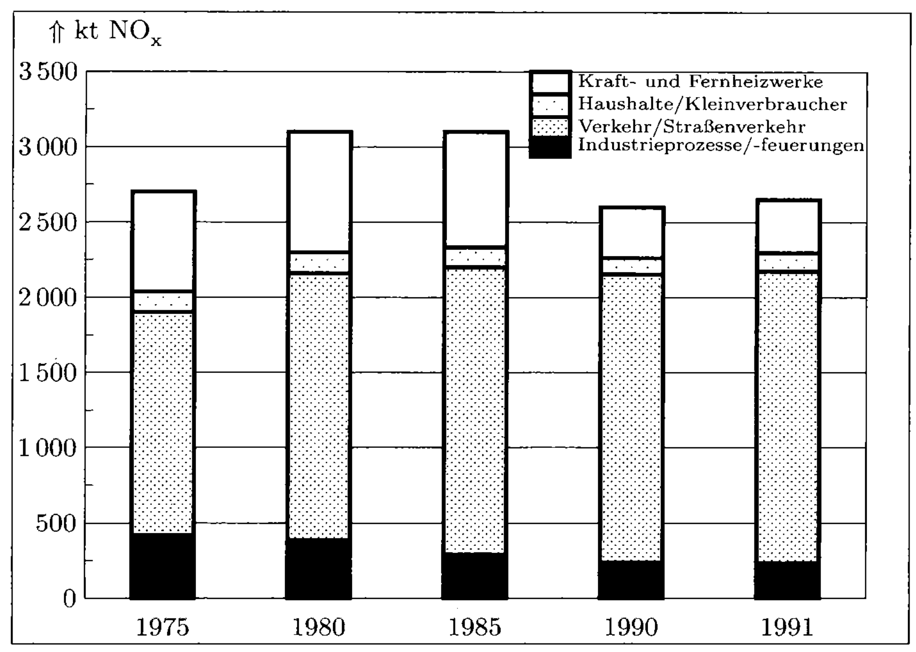


Abbildung 7.5: Entwicklung der NO$_x$-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer).
Quelle: Umweltbundesamt: *Daten zur Umwelt 1992/93*.

Nachrüstverpflichtungen

Die umfangreichen Nachrüstverpflichtungen der GFAVO, deren positive Folgewirkungen die Abbildungen 7.3 bis 7.5 zum Ausdruck bringen, hatten außergewöhnlich hohe Kostenbelastungen (erhebliche Investitionskosten und hohe laufende Kosten) zur Folge. Sehr stark belastet wurde vornehm-

Altanlagensanierung in Westdeutschland

Tabelle 7.6: Auswirkung der Altanlagenregelung nach § 20 GFAVO (Gebiet der alten Bundesländer)

		Feuerungswärmeleistung MW	Feuerungswärmeleistung %
Leistungsklassen in MW	50–100	10 831	4,7
	100–300	30 538	13,4
	>300	186 691	81,9
Feuerungswärmeleistung insgesamt laut Genehmigung (Bezugsgröße für %-Angaben)		228 060	100,0
Reduzierung der Feuerungswärmeleistung laut Erklärung um:		5 504	2,4
Stillegung (Restnutzung ≤10 000 h)		21 261	9,3
Stillegung 10 000 h < Restnutzung ≤30 000 h		15 606	6,9
Über 1993 hinaus in Betrieb		185 689	81,4

Quelle: Umweltbundesamt in Auswertung einer Länderumfrage, März 1985.

lich die Kohleverstromung, und zwar mit dem bei weitem größten Anteil im Bereich der öffentlichen Versorgung (s. Tabelle 7.6).

Die Nachrüstungskosten infolge der GFAVO betrugen nach Berechnungen der VDEW[15] in den alten Bundesländern insgesamt (Entschwefelung, NO_x-Emissionsminderung, Entstaubung) rd. 22 Mrd. DM, nämlich rd. 15 Mrd. DM für die Entschwefelung und rd. 7 Mrd. DM für die NO_x-Minderung. Die jährlichen Betriebskosten betragen rd. 5 Mrd. DM. Damit erhöhen sich die Stromerzeugungsmehrkosten aus Kohlekraftwerken (für rd. 180 TWh) um rd. 2,9 Pf/kWh (2 Pf/kWh für die Entschwefelung und 0,9 Pf/kWh für die NO_x-Minderung).

Umweltschutzkostenanteil

Den *Umweltschutzkostenanteil* an den gesamten Investitionskosten eines Steinkohlekraftwerks zeigt Abbildung 7.6. Diese hohe und stoßartig

Umweltschutzkosten Ibbenbüren

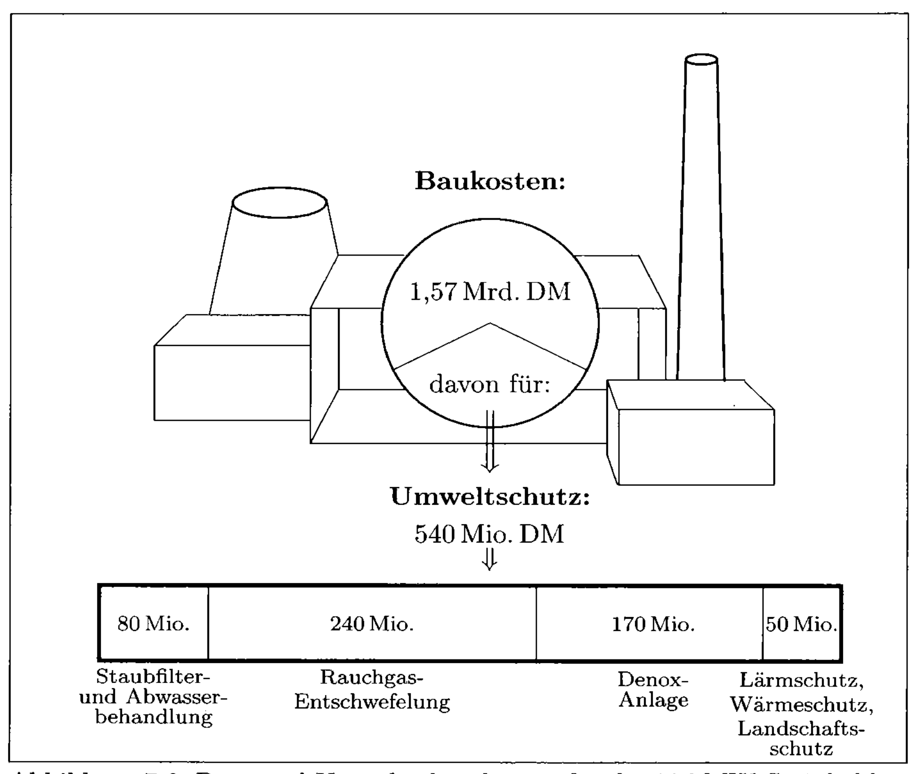


Abbildung 7.6: Bau- und Umweltschutzkosten für das 770 MW-Steinkohlekraftwerk Ibbenbüren Block B (Preisstand 1985 bzw. 1989 für die Denox-Anlage).

Strompreis-Mischkalkulation

aufgetretene Kostenbelastung infolge der GFAVO wirkte sich im Rahmen der Strompreis-Mischkalkulation entsprechend dem Anteil insbesondere des Kohlestromes an der Gesamterzeugung des EVU aus. Aus der Mischkalkulation folgt andererseits, daß ein hoher Kernenergieanteil an der Verstromung kompensierend wirkt.

[15] M. Hildebrand: Elektrizitätswirtschaft 1990, S. 432 (450).

7.1.4.3 Umweltsituation in den neuen Bundesländern

Umweltschutz in den fünf neuen Bundesländern

Mit der Schaffung der *Deutschen Einheit* ergibt sich, was die Umweltsituation anbetrifft, eine neuartige gesamtdeutsche Situation, und zwar ungeachtet der nach Fläche, Bevölkerung und Wirtschaft erheblich geringeren Größe der ehemaligen DDR. Kennzeichnend ist nicht zuletzt die *Dominanz der Braunkohle* bei der dortigen Energieversorgung. Die frühere, z.T. drastische Rückständigkeit der fünf neuen Bundesländer beim Umweltschutz zeigt sich etwa darin, daß diese in Europa zu den Ländern mit den höchsten SO_2- und Staub-Emissionen gehörten. Auf die Einwohnerzahl bzw. die Landesfläche bezogen nahmen sie im weltweitem Maßstab für das Jahr 1985 eine unrühmliche »Spitzenposition« bei den SO_2-Emissionen ein: über 300 kg SO_2 pro Jahr und Einwohner (etwa 7,5mal so viel wie damals im alten Bundesgebiet) sowie fast 50 t SO_2 pro Jahr und km^2 (etwa 5mal so viel wie damals im alten Bundesgebiet) ließen sich aus amtlichen Statistiken errechnen. Nach 1989 wurden landesweit rd. 2,1 Mio. t Staub und über 5,2 Mio. t SO_2 emittiert. Die NO_x-Emissionen waren dagegen mit gut 0,4 Mio. t für stationäre Anlagen und Hausbrand vergleichsweise niedrig[16].

Dominanz der Braunkohle

Das negative Bild auf dem Wirtschafts- und Umweltsektor spiegelte sich auch in der Lage der Elektrizitätsversorgung wieder. Die mit einem Anteil von 86 % (1989) weit überwiegend zur Stromerzeugung eingesetzten Braunkohlekraftwerke bedürfen zu einem erheblichen Teil der *Nachrüstung mit Umweltschutzeinrichtungen* (Entschwefelung, NO_x-Minderung, Entstaubung). Soweit der Weiterbetrieb der Altanlagen nicht in Betracht kommt, müssen diese durch *neue Kraftwerke* ersetzt werden, bei denen dann der heutige Stand der Technik zum Zuge kommt.

Nachrüstung

Bereits nach dem DDR-Umweltrahmengesetz vom Juli 1990 und sodann mit dem Einigungsvertrag erfolgte für die fünf neuen Bundesländer eine weitgehende Übernahme der in Westdeutschland geltenden *strengen Umweltrechtsvorschriften*. Mit gewissen Modifikationen gilt seit dem 1. Juli 1990 auch dort u.a. das BImSchG, das WHG, das AbfG, das UVPG, das BNatSchG etc. Bzgl. der industriellen Anlagen ist insbesondere die – weitgehende – Geltung der GFAVO und TA Luft von Bedeutung. Die *Nachrüstungsfristen* für Großfeuerungsanlagen und Anlagen, die gemäß der TA Luft zu sanieren sind, wurden allerdings um jeweils ein Jahr *verlängert.*

Übernahme der Umweltrechtsvorschriften

7.1.5 Bewertender Vergleich der Schadstoffbelastungen

Im Gegensatz zur Vorauflage dieses Handbuchs, die den Erlaß der GFAVO noch nicht berücksichtigen konnte, muß heute die Bewertung der Umweltrelevanz von Kraftwerken in differenzierter Form erfolgen. Jedenfalls werden die neu genehmigten und längerfristig zu betreibenden Großanlagen nur noch in *erheblich geringerem Umfang* Emissionen an Staub und gefährlichen Inhaltsstoffen, SO_2, NO_x etc. ausstoßen. Außerdem wird sich die gesamte

[16] M. Hildebrand und M. Nickel: *Elektrizitätsversorgung und Umwelt in der ehemaligen DDR*, Elektrizitätswirtschaft 90, 1991, S. 21 ff.

Belastung Deutschlands mit diesen Schadstoffen dann stark verringert haben, wenn das Nachrüstungsprogramm auch in den neuen Bundesländern durchgeführt worden sein wird, so daß es in der Folge zu einer Verkleinerung der mit den Kraftwerksimmissionen verbundenen Risiken kommen wird.

Verkleinerung der Risiken

Mit den Ausnahmen älterer und kleinerer Erzeugungseinheiten ist zu erwarten, daß unter Anwendung moderner Umweltschutztechnik die konventionelle Stromerzeugung in einigen Jahren verhältnismäßig emissionsarm sein wird. Dem stehen allerdings Einbußen an Wirtschaftlichkeit gegenüber.

7.1.5.1 Emissionen/Immissionen/Wirkungen chemischer Stoffe – Ein Ausblick

Die Angabe von Emissionsdatensätzen für Kohlekraftwerke ist deshalb unsicher, weil sich der *Stand der Umweltschutztechnik im Fluß* befindet, aber auch weil die Grenzwerte der GFAVO zum Teil unterschritten werden. Generelle Festlegungen müssen ungünstige Betriebszustände und Brennstoffverhältnisse berücksichtigen. So werden insbesondere die für Kohlefeuerungen vorgegebenen Emissionsgrenzwerte für Staub von 50 mg/m^3 und für SO_2 von 400 mg/m^3 in der Betriebspraxis meist deutlich unterschritten.

Stand der Umweltschutztechnik

Durch den Einsatz der üblichen Elektrofilter lassen sich beim Staub Rückhaltegrade von 99,5 % und darüber erreichen. Mit den zumeist zum Einsatz gelangenden Naßverfahren bei der Rauchgasentschwefelung sind heute Entschwefelungsgrade in der Größenordnung von 95 % erreichbar. Was die NO_x-Emissionsminderung anbetrifft, werden – unabhängig von den erreichbaren Effekten durch feuerungstechnische Maßnahmen – für die sekundäre Rauchgasreinigung insbesondere mit der Katalysatortechnik Rückhaltegrade von ca. 80 bis 90 % genannt. Neben den bereits erwähnten sonstigen Faktoren der Brennstoffverhältnisse und Ableitbedingungen (Schornsteinhöhen, Abgastemperatur) bestimmt somit der *jeweilige Grad dieser Rückhaltetechnik* den jeweils *verbleibenden Umfang der Emissionen und Immissionen.*

Rückhaltetechnik

Was den mit den beiden hauptsächlichen Säurebildnern SO_2 und NO_x verbundenen Säureeintrag auf Wälder und Gewässer anbelangt (»saurer Regen«), so entschärft der *Emissionsrückgang* bei diesen Stoffen die darin liegende Problematik. Ähnliches gilt für die direkte Einwirkung von SO_2 und NO_x nebst Folgeprodukten auf die Vegetation und Materialien. Soweit dafür Luftschadstoffe verantwortlich sind, reduziert sich auch diese Problematik durch die drastische Emissionsminderungen herbeiführende GFAVO.

saurer Regen

Was die humanmedizinischen Wirkungen der relevanten Emissionen anbetrifft, so erschweren der noch *ungenügende Wissensstand* und das breite Spektrum der Meinungen in der Wissenschaft eine gewissenhafte Bewertung. Nachfolgend jedoch einige zusammenfassende Aussagen aus dem Jahr 1985 aus einer Analyse des Kernforschungszentrums Karlsruhe zur *Steinkohle – Technikfolgenabschätzung ihres verstärkten Einsatzes in der Bundesrepublik Deutschland*:

ungenügender Wissensstand

Bezüglich SO_2 und Schwebstaub wird auf die Einhaltung der Immissionsgrenzwerte der TA Luft hingewiesen. Während der Heizperiode liegen die Belastungen mit SO_2 für etwa 40 % der Bevölkerung des »Modellballungsraumes Ruhr« oberhalb des oberen empfohlenen Richtwertes der WHO ($60\,\mu g/m^3$), der allerdings für Jahresmittelwerte gilt. Beim NO_2 liegen die Jahresmittelwerte in den hochbelasteten Gebieten zum Teil nur wenig unter dem Langzeitimmissionswert der TA Luft. Von den meisten Sachverständigen werden Konzentrationen in dieser Höhe als für die menschliche Gesundheit unschädlich beurteilt.

Schwermetall-emissionen

Belastungen durch Schwermetallemissionen seien hinsichtlich gesundheitlicher Gefährdungen weniger ein »flächendeckendes« Problem als vielmehr ein solches *lokal hoher Emissionen* und entsprechender Immissionen in der Nähe z.B. von Hütten und Metallschmelzen. Die Beiträge der Kohleverbrennung zu den Belastungen mit Metallen seien mit Ausnahme des Arsens nur gering. Für Blei, Quecksilber, Cadmium und Arsen ergäben sich nur kleine Belastungswerte in Relation zu den zur Diskussion stehenden Dosen, die gesundheitliche Gefahren mit sich bringen. Schließlich sei auch der Anteil großer kohlebefeuerter Kraftwerke an den PAH-Emissionen nach den bisherigen Messungen als sehr gering einzustufen. Es könne allerdings grundsätzlich nicht behauptet werden, daß kleine Beiträge zur Benzo(a)pyrenbelastung wie die eines Kraftwerkes bei keinem Menschen der Gesamtbevölkerung einen Tumor erzeugen könnten[17].

kurzzeitige Belastungen

Bei der Bildung von Kennwerten für die Immissionsbelastung aus den einzelnen Meßwerten bleiben kurzzeitige Spitzenwerte in dem Vergleich mit dem Kurzzeitwert der TA Luft unberücksichtigt, und in bezug auf den Langzeitwert wird der Jahresdurchschnitt aller Meßwerte gebildet. Die *kurzzeitigen Belastungen* müssen somit zur Begegnung vor allem von Gesundheitsgefahren besonders behandelt werden. Hohe kurzzeitige Belastungen treten hauptsächlich während der *Winterperiode bei Smogsituationen* in Ballungsräumen auf. Inversionswetterlagen führen bei gleichzeitiger geringer Windgeschwindigkeit zu einem unzureichenden Luftaustausch in horizontaler und vertikaler Ebene mit der Folge einer Schadstoffanreicherung. Außerdem muß ein entsprechendes Emissionspotential, wie es in Ballungsräumen der Fall ist, vorhanden sein, um Smogsituationen auszulösen.

Smogverordnungen

In diesem Zusammenhang spielen insbesondere folgende Fragen eine Rolle. Mit dem *Instrumentarium* der geltenden *Smogverordnungen* soll – abgestuft – der Verursachung von Emissionen begegnet werden ohne exakte Analyse des jeweiligen Kausalbeitrages der Vielzahl von Einzelemittenten bei der Entstehung gesundheitsgefährdender erhöhter Schadstoffkonzentrationen. Insoweit ergibt sich sicherlich ein recht komplexes Bild. Neben vielen weiteren Aspekten spielt auch die *Quellhöhe* eine Rolle, die z.B. beim Verkehr sehr niedrig liegt, bei Kraftwerken jedoch erheblich ist. Infolgedessen gilt aus meteorologischer Sicht die Aussage, daß Kraftwerksemissionen In-

[17] Studie des Kernforschungszentrums Karlsruhe, Abt. für Angewandte Systemanalyse (AFAS): *Folgen eines verstärkten Kohleeinsatzes in der Bundesrepublik Deutschland*, Juni 1984, S. 305 f.

versionsschichten teilweise zu durchstoßen vermögen bzw. sich unterhalb derselben ansammeln, ohne einen relevanten Beitrag zu den Immissionen (d.h. Einwirkungen auf dem Boden) zu leisten. Ungeachtet dieser im allgemeinen die Kraftwerke entlastenden Aussage hängt die genauere Ermittlung des Verursachungsbeitrages naturgemäß vom konkreten Einzelfall der Inversionswetterlage, der Windgeschwindigkeiten und der Dauer der Smogperiode ab.

7.1.5.2 Emissionen/Immissionen/Wirkungen radioaktiver Stoffe

Vergleich der Emissionen von Kohle- und Kernkraftwerk

Zur vergleichenden Betrachtung der Umweltbelastungen durch radioaktive Stoffe beim Kohle- und Kernenergieeinsatz sind in jüngerer Zeit einige Untersuchungen veröffentlicht worden. Die Studien gehen dabei von den Emissionen eines Modell-Kohlekraftwerkes und -Kernkraftwerkes (Druckwasser-Reaktor) aus, zum Teil auch von allen relevanten Stationen eines kerntechnischen Modell-Brennstoffkreislaufs. Festzuhalten ist insoweit, daß die für den kerntechnischen Brennstoffkreislauf beschriebenen Emissionen, bei Berücksichtigung auch der Störfälle, das Gesamtrisiko darstellen, während die radioaktiven Emissionen aus Kohleverbrennungsprozessen nur einen Teil des Gesamtrisikos ausmachen. Ein Vergleich der Studien wird dadurch erschwert, daß nicht in allen Fällen der gesamte Wirkungsbereich und alle Stationen der Energieumwandlung betrachtet werden.

Emissionswerte von Kohle- und Kernenergieanlagen

Bei der Risikoabschätzung sind die verschiedenen Expositionspfade zu berücksichtigen. Daher sind bei der Betrachtung der *Emissionswerte von Kohle- und Kernenergieanlagen* folgende Punkte zu beachten:

- Die Emissionen von radioaktiven Stoffen aus Kohlekraftwerken sind auch abhängig von den eingesetzten Brennstoffen und der Art der Feuerung. Es ist daher notwendig, unter anderem zwischen Schmelz- und Trockenfeuerung zu unterscheiden.
- In der Abluft der Kernkraftwerke finden sich vornehmlich die Edelgase Krypton 85 und Xenon 133 sowie Kohlenstoff 14.
- Der größte Teil der Tritiumemissionen erfolgt durch die Abwasserabgaben eines Kernkraftwerkes.
- Geht man bei der Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen von einer Kühlzeit von sieben Jahren für die Brennelemente aus, so sind nur noch die langlebigen Isotope von Bedeutung.

Emissionen von radioaktiven Substanzen

Die vorliegenden Untersuchungen über die *Emissionen von radioaktiven Substanzen* aus Kern- und Kohlekraftwerken zeigen etwas unterschiedliche Ergebnisse bzw. Akzentuierungen. Die Physikalisch-Technische Bundesanstalt Braunschweig/Berlin hat 1978 einen Bericht veröffentlicht, der zu dem Ergebnis kam, daß die Strahlenbelastung in der Umgebung eines Kohlekraftwerkes etwa hundertmal höher als diejenige in der Umgebung eines Kernkraftwerkes ist, bezogen auf die gleiche Energieerzeugung.

Stellungnahme der Strahlenschutzkommission

Eine *Stellungnahme der Strahlenschutzkommission* vom 15. Juli 1981 und eine Untersuchung des Instituts für Umweltschutz des TÜV Rheinland in Zusammenarbeit mit der Gesellschaft für Strahlen- und Umweltforschung und dem Institut für Strahlenhygiene des Bundesgesundheitsamtes gelangten demgegenüber zu folgenden, die Größenordnung betonenden Ergebnissen: Die Strahlenexposition der Bevölkerung in der Umgebung moderner Steinkohlekraftwerke liegt *in der gleichen Größenordnung* wie diejenige in der Umgebung moderner Kernkraftwerke und selbst an der ungünstigsten Einwirkungsstelle unterhalb von 1 mrem pro Jahr, also deutlich unterhalb von 1 % der natürlichen Strahlenexposition. Die Strahlenschutzkommission stellt zusammenfassend fest, daß die Emissionen radioaktiver Stoffe in der Abluft aus beiden Kraftwerkstypen beim gegenwärtigen Stand der Abluftreinigung bzw. der Rückhaltetechnik für die Strahlenexposition der Bevölkerung von minimaler Bedeutung sind[18].

7.2 Globale Energie- und CO_2-Szenarien

Bearbeitet von Wilhelm Kuckshinrichs und Hermann-Josef Wagner

7.2.1 Einleitung

Welt-Energieszenarien

Angesichts einer befürchteten drohenden Verknappung der fossilen Energieträger, speziell des Erdöls, sind in den 70er Jahren mehrere Welt-Energieszenarien erstellt worden, die sich mit dem Knappheitsaspekt der Ressourcen beschäftigten. Es galt, mögliche Wege einer gesicherten Versorgung der Energienachfrage aufzuzeigen. Erst in den letzten Jahren sind neue Szenarien entstanden, bei denen neben dem Knappheitsproblem die Folgen der Energieumwandlung und des Energieverbrauchs für das Klima im Vordergrund stehen. Im Mittelpunkt stehen dabei die energiebedingten CO_2-Emissionen.

Folgen für das Klima

Ein Energieszenario ist eine Abschätzung der künftigen Entwicklung des Energieverbrauchs sowie der Bedarfs- und Versorgungsstruktur unter frei gewählten Bedingungen und Vorgaben, d.h. es stellt eine Wenn-Dann-Rechnung dar. Davon zu unterscheiden ist eine Energieprognose, die eine realitätsorientierte Abschätzung der künftigen Entwicklung des Energiebedarfs sowie seiner Bedarfs- und Versorgungsstruktur darstellt. Neben Annahmen über den Stand und die zukünftige Entwicklung verschiedener Technologien umfaßt ein Szenario auch ein Bündel energiepolitischer Maßnahmen. Die Ergebnisse dienen dazu, die sich ergebenden rechtlichen, volkswirtschaftlichen, finanziellen, ökologischen, sicherheitspolitischen, gesellschaftlichen und ordnungspolitischen Konsequenzen besser abschätzen zu können.

Szenario und Prognose

[18] Vgl. die Unterrichtung durch die Bundesregierung: *Bewertung der Strahlenexposition in der Umgebung von Steinkohlekraftwerken und Vergleich mit der Strahlenexposition durch Kernkraftwerke* vom 4. Januar 1982, BT-Drucksache 9/1247, mit anliegender Stellungnahme der Strahlenschutzkommission vom 15. Juli 1981.

Die folgenden Szenarien geben einen Überblick über die Diskussion[19]:

1. U. Colombo, O. Bernadini (1979): A Low Growth Scenario and the Perspectives for Western Europe, Report prepared for the Commission of the European Communities, Panel on Low Energy Growth, Brussels.
2. J. Goldemberg u.a. (1988): Energy for a Sustainable World, New Delhi.
3. W. Häfele u.a. (1981): Energy in a Finite World, Vol. 1: Path to a Sustainable Future, Vol. 2: A Global Systems Analysis, Report by the Energy Systems Program Group of the International Institute for Applied Systems Analysis, Cambridge/Mass.
4. W. Häfele (1989): Energy Systems Under Stress, Invited paper, prepared for the World Energy Conference, Montreal, Sept. 1989.
5. IEA (1994): World Energy Outlook, 1994 Edition, Paris.
6. I. Mintzer (1987): A Matter of Degrees: The Potential for Controlling the Greenhouse Effect, Research Report #5, World Resources Institute.
7. Y. Sinyak (1990): Global Energy/CO_2-Projections, Working Paper WP-90-51, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg.
8. WEC Commission (1993): Energy for Tomorrow's World - the Reality, the Real Options and the Agenda for Achievement, Kogan Page, London.

Szenarien

Bei diesen Szenarien sind zwei Typen zu unterscheiden. Die älteren Szenarien basieren nur auf sozio-ökonomischen Annahmen und stellen Energieszenarien im Sinne einer »Laissez faire-Entwicklung« ohne Berücksichtigung der Emissionen dar. Anhand der erzielten Ergebnisse der Energieträgerstruktur kann natürlich auch die resultierende CO_2-Emission errechnet werden. In die erste Kategorie gehören die Szenarien von Colombo/Bernadini (1979), Häfele u.a. (1981) und IEA (1994). Bei der zweiten Gruppe der Szenarien tritt neben die sozio-ökonomischen Annahmen das Ziel einer Reduktion energiebedingter CO_2-Emissionen. Zu diesen Szenarien sind Häfele (1989), Goldemberg (1988), Mintzer (1987), Sinyak (1990) und WEC (1993), Variante C, zu zählen.

Berücksichtigung der Emissionen

Die Studien basieren auf unterschiedlichen Annahmen, Betrachtungszeiträumen, methodischen Ansätzen und Vorgabedaten (Verfügbarkeit konventioneller und erneuerbarer Ressourcen, Bevölkerungswachstum, Entwicklung der globalen/regionalen Wirtschaft, Kosten- und Effizienzparameter technologischer Entwicklungen usw.). Ein detaillierter struktureller Vergleich ist beinahe unmöglich. Im folgenden werden die Grundstrukturen und quantitativen Ergebnisse der Modelle vergleichend analysiert.

7.2.2 Konzeption und Grundannahmen der Szenarien

Die Szenarien teilen die Welt in einzelne Regionen auf. Ein direkter Vergleich regionalspezifischer Daten ist nur eingeschränkt möglich, da die Abgrenzungen der Weltregionen nicht einheitlich sind. Die Vergleichbarkeit ist

Abgrenzungen der Weltregionen

[19] In die Auflistung wurden solche Szenarien nicht aufgenommen, die zu deutlich verfehlten Aussagen hinsichtlich der künftigen Entwicklung des Primärenergieverbrauchs gelangen. Hier sei hingewiesen auf Kapitel 3.1.3.2, Tabelle 3.3 auf Seite 161.

z.T. auch dadurch eingeschränkt, daß die Szenarien unterschiedlich lange Betrachtungszeiträume umfassen. Diese reichen von 2010 **(IEA)** bis 2075 **(Mintzer)**.

Weltbevölkerung

Eine Basisvariable aller Szenarien ist die Bevölkerungsentwicklung. **Häfele (1981), Colombo (1979)** und **Häfele (1989)** unterstellen ein Bevölkerungswachstum auf etwa 8 Mrd. Menschen bis zum Jahr 2030, wie auch **WEC (1993)** für 2020. **Goldemberg (1988)** geht für 2020 von einer Weltbevölkerung von etwa 7 Mrd. Menschen aus. **IEA (1994)** unterstellt bis 2005 eine hohe Wachstumsrate in den Entwicklungsländern und etwa gleiche Raten für die OECD und die sozialistischen Länder. **Sinyak (1990)** prognostiziert für 2060 eine Weltbevölkerung von etwa 9 Mrd. Menschen. **Mintzer (1987)** rechnet für 2075 mit 10,6 Mrd. Menschen.

wirtschaftliche Entwicklung

Die zweite Basisvariable ist die wirtschaftliche Entwicklung. Alle Szenarien basieren auf einem Anstieg des Bruttoinlandsprodukts bzw. des Bruttosozialprodukts. Für die einzelnen Regionen werden aber z.T. erheblich voneinander abweichende Annahmen getroffen. Gemeinsames Merkmal aller Szenarien ist der Trend zu in der Zeit sinkenden Wachstumsraten, wobei die Raten der Entwicklungsländer aber über den Raten der Industrieländer liegen.

Einige Szenarien beschreiben mehrere mögliche Entwicklungspfade, die jeweils auf unterschiedlichen Grundannahmen bezüglich der Daten und Verhaltensannahmen der Akteure basieren. Im weiteren werden nur die folgenden Varianten dieser Szenarien berücksichtigt:

Szenarien

- Häfele (1981): »Low« Szenario mit relativ niedriger Energienachfrage;
- Häfele (1989): Kernenergieausbau;
- Sinyak (1990): hohe Energieeinsparung und Einschränkung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe nach 2010.
- Mintzer (1987): »Slow Buildup« Szenario mit Schwerpunkt auf Verbesserung der Energieeffizienz, schneller Einführung der Solarenergienutzung und Belastung der Energiepreise mit Umweltkosten.
- WEC (1993): »Forcierter Umweltschutz« mit hoher Verminderung der Energieintensität, forciertem Technologietransfer und erheblicher Verbesserung der Energieeffizienz.

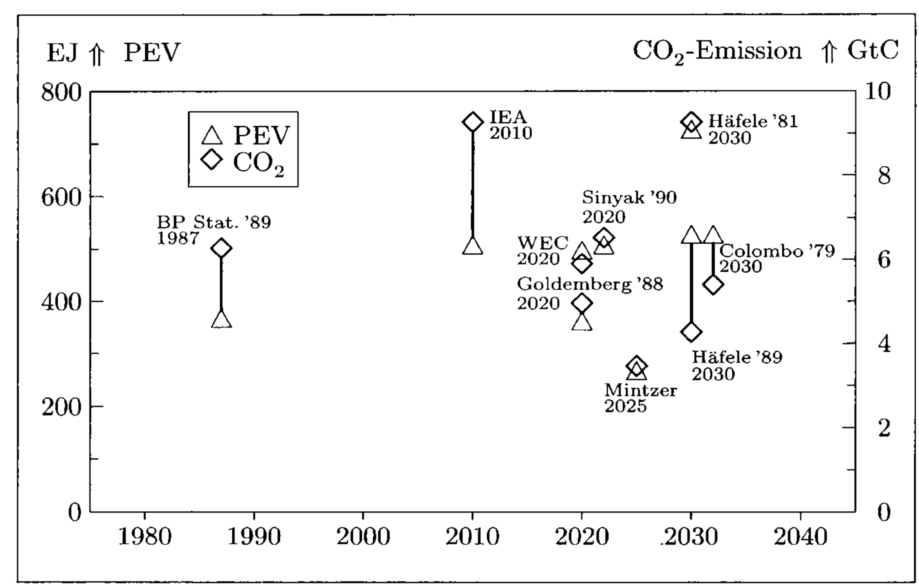
7.2.3 Primärenergieverbrauch und Energieträgerstruktur

weltweiter Primärenergieverbrauch

Der weltweite Primärenergieverbrauch betrug 1987 rd. 350 EJ/a oder rd. 12. Mrd. SKE/a[20]. Die vorliegenden Studien erwarten bis auf **Goldemberg (1988)** und **Mintzer (1987)** alle einen Anstieg des globalen Primärenergieverbrauchs. **Goldemberg (1988)** nimmt eine Stabilisierung bis 2020 an. **Mintzer (1987)** markiert mit 260 EJ/a für 2075 die untere Grenze. **Häfele (1981)** setzt mit 706 EJ/a im Jahr 2030 und einem

[20] Vgl. BP Statistik (1989) und Abbildung 7.7. Die BP Statistik gibt die jeweiligen Istwerte für 1987 an. (1 Exajoule = 34,1 Mio. t SKE).

durchschnittlichen Anstieg des Primärenergieverbrauchs um 1,65 %/a die obere Marke der längerfristigen Studien. Lediglich **IEA (1994)** nimmt schon bis zum Jahr 2005 einen Anstieg des Primärenergieverbrauchs von durchschnittlich 2,1 %/a auf 484 EJ/a an unter der Annahme, daß sich die Energie- und Umweltpolitik nicht grundlegend ändert.



Szenarien für Primärenergieverbrauch und CO_2-Emissionen

Abbildung 7.7: Primärenergieverbrauch und CO_2-Emission (1 Gigatonne Kohlenstoff (GtC) entspricht 3,667 Gt CO_2) der betrachteten Szenarien (Statistische Werte 1987 zum Vergleich).

Colombo (1979) und **Häfele (1989)** gehen für 2030 von absoluten Verbrauchswerten von rd. 500 EJ/a aus. **Sinyak (1990)** erwartet schon für 2020 einen Verbrauch von 492 EJ/a. Bis zum Ende seines Betrachtungszeitraumes im Jahr 2060 nimmt Sinyak einen Verbrauchsanstieg auf 615 EJ/a an. **WEC (1993)** errechnet für 2020 einen Primärenergieverbrauch von 473 EJ.

Aus der Tabelle 7.7 geht hervor, daß die kohlenstoffreichen Energieträger Kohle und Öl 1987 zu etwa 68 % zur Primärenergieversorgung beitrugen. Mit Abstand folgte das Erdgas mit etwa 20 %. Die kohlenstofffreien Energieträger Kernenergie und regenerative Energien spielten global mit rund 5 % bzw. 7 % nur eine untergeordnete Rolle.

Für das Jahr 2010 erwartet **IEA (1994)** keine wesentliche Veränderung der Struktur des Energieträgermix. Während für alle Energieträger absolute Verbrauchszuwächse erwartet werden, sinkt der relative Anteil der Kohle und des Öls, während der Anteil des kohlenstoffarmen Erdgases zunimmt. Der Kernenergieanteil nimmt noch etwas zu bei sinkendem Anteil der regenerativen Energien. Insgesamt bleibt aber die Rangfolge der Verbrauchsanteile der fossilen Energieträger erhalten, obwohl eine leichte Verschiebung des Verbrauchs in Richtung kohlenstoffarmer Brennstoffe erwartet wird.

Tabelle 7.7: Prozentuale Anteile der Primärenergieträger in den acht betrachteten Szenarien

Anteile der Primärenergieträger

Szenario	Jahr	Öl	Gas	Kohle	KE[a]	RE[b]
zum Vergleich[c]	1987	38	20	31	5	7
IEA	2010	37	24	29	6	4
Häfele 1981	2030	22	16	29	23	10
Colombo	2030	17[d]		31	11	41
Goldemberg	2020	29	29	17	7	19
Häfele 1989	2030	22	25	9	23	21
Sinyak	2020	19	22	20	20	19
Mintzer	2025	30	22	8	4	37
WEC	2020	26	22	19	6	27

[a] KE: Kernenergie.
[b] RE: Regenerative Energien.
[c] BP-Statistik.
[d] Dieser Wert beinhaltet Öl + Gas.

Energieträgermix

Bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes im Jahr 2030 rechnete **Häfele (1981)** mit einer Umstrukturierung des Energieträgermix zugunsten der Kernenergie und der regenerativen Energieträger. Die Verbrauchswerte jedes einzelnen Energieträgers steigen zwar in absoluten Werten, aber der relative Anteil der fossilen Energieträger sinkt. Mit 16 Prozentpunkten ist der Rückgang des Erdöls an der Primärenergieversorgung bemerkenswert. Die relativen Versorgungsanteile des Erdgases und der Kohle sinken um 4 bzw. 2 Prozentpunkte. Der Gasverbrauch steigt aber absolut noch an. Der relative Versorgungsanteil der Kernenergie wächst um 18 Prozentpunkte. In absoluten Werten bedeutet das den neunfachen Kernenergieeinsatz gegenüber dem Istwert 1987. Um das Jahr 2000 herum setzte Häfele auf den Einsatz der Kohleverflüssigung und des Schnellen Brüters. Der Anteil des Schnellen Brüters am Kernenergieeinsatz beträgt in seinem Szenario im Jahr 2030 schon etwa 63 %. Der Einsatz regenerativer Energien wird im Szenario bis zum Jahr 2030 absolut verdreifacht. Etwa 66 % beruhen auf dem Einsatz von Wasserkraft, 13 % auf Solarenergie. Der Rest ist Biomasse, Wind etc.

Kohleverflüssigung

Colombo (1979) erwartet einen absoluten und relativen Rückgang des Öl- und Gasverbrauchs. Der relative Kohleanteil bleibt bei etwa 31 %, während sich der relative Kernenergieanteil verdoppelt. Die regenerativen Energien erfahren eine Ausweitung von 22 EJ/a auf 208 EJ/a, was einer Versechsfachung des Anteils auf ca. 41 % entspricht. **Goldemberg (1988)** dagegen kompensiert einen starken Rückgang des absoluten und relativen Kohle- und Ölanteils durch einen Anstieg des Erdgases und der regenerativen Energien.

Kernenergieanteil

Häfele (1989) fordert einen absoluten und relativen Rückgang des Öl- und Kohleeinsatzes. Dagegen werden der Gaseinsatz, die Kernenergie und die regenerativen Energien erheblich ausgeweitet. Der Gaseinsatz steigt auf 126 EJ/a. Darin enthalten sind 63 EJ/a konventionelles Gasangebot und

63 EJ/a Konversionsgas. Dabei wird Methan unter Zuführung von Wasserdampf mit hohen Temperaturen gespalten. Im Ergebnis wird der Kohlenstoffanteil als Kohlendioxid isoliert und in den Methanlagerstätten deponiert. Als Rest bleiben Wasserstoff, Methan und Wasser. Das Methan kann wieder in den Kreislauf zurückgeführt werden, so daß am Ende eines Reinigungsverfahrens Wasserstoff oder ein Synthesegas (Gemisch aus H_2 und CO) isoliert ist. Zur Erzeugung der Prozeßwärme werden Hochtemperaturreaktoren eingesetzt, die einen angenommenen Wirkungsgrad von 46 % haben. Die gesamte Menge Kernenergie ist mit 110 EJ/a etwa siebenmal so hoch wie der Istwert 1987. Davon werden 47 EJ/a für die Konversion des Erdgases eingesetzt. Ein solches Ausmaß an Kernenergie macht nach Ansicht des Autors den Schnellen Brüter und die Entwicklung neuer Sicherheitskriterien erforderlich. Der erhebliche Anstieg der regenerativen Energien resultiert im wesentlichen aus der Forcierung der Solarenergienutzung (38 EJ/a) und der Biomassenutzung (41 EJ/a).

Abscheidung von CO_2

Sinyak (1990) erwartet, daß der Ölverbrauch absolut und relativ zurückgeht. Der Kohleanteil bleibt von der Größe her konstant, nimmt aber in Relation ab. Zum Ausgleich steigen der Einsatz von Gas, Kernenergie und regenerativen Energien.

Mintzer (1987) errechnet für 2025 gegenüber 1975 bei konstanter Primärenergienutzung von 250 EJ/a einen Rückgang insbesondere des Erdöls und der Kohle bei leicht erhöhtem Beitrag des Gases. Einen wesentlichen Zuwachs erfahren die Regenerativen. Der Beitrag der Kernenergie erhöht sich leicht.

WEC (1993) nimmt einen Rückgang der Kohle an, der im wesentlichen durch verstärkten Einsatz regenerativer Energien kompensiert wird. Die Regenerativen (inklusive nicht gehandelter, traditioneller Energien) nehmen noch vor dem Öl den ersten Platz ein.

7.2.4 CO_2-Emission

Die Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen resultierte 1987 in einer Kohlenstoffemission von rund 6 Gt. Dies entspricht einer Kohlendioxidmenge von rund 22 Gt[21]. Wie die Tabelle 7.8 zeigt, waren die Öl- und Kohleverbrennung 1987 mit jeweils etwa 42 % beteiligt. Für die Szenarien ergeben sich je nach der Struktur des Primärenergieträgereinsatzes veränderte Anteile der Energieträger an den CO_2-Emissionen.

CO_2-Emissionen

Die aus dem jeweiligen Primärenergieverbrauch resultierende CO_2-Emission spiegelt die Zugehörigkeit eines Szenarios zur Kategorie mit einer oder ohne eine Zielvorgabe bezüglich einer CO_2-Emissionsreduktion wider. Aus dem Primärenergieverbrauch des **Häfele-Szenarios** von 1981 resultiert für 2030 eine CO_2-Emission von rund 9 Gt C. Das **IEA-Szenario** von 1994 erwartet eine Kohlenstoffemission in dieser Höhe schon für 2010. Beide Szenarien gehören zur Gruppe der Szenarien ohne Zielvorgabe bezüglich

[21] Eine t C ergibt durch die Reaktion mit Sauerstoff 3,667 t CO_2.

Tabelle 7.8: Prozentuale Aufteilung der globalen CO_2-Emission auf fossile Energieträger (gerundet)

Szenario	Jahr	Öl	Gas	Kohle
zum Vergleich[a]	1987	42	16	42
IEA	2010	34	21	40
Häfele 1981	2030	32	16	52
Colombo	2030	20	8	72
Goldemberg	2020	41	29	31
Häfele 1989	2030	52	21	28
Sinyak	2020	31	24	45
Mintzer	2025	60	24	16
WEC	2020	42	24	35

[a] BP Statistik.

der CO_2-Emissionen. Aus dem Primärenergieverbrauch des **Colombo-Szenarios** von 1979 resultiert dagegen für das Jahr 2030 eine niedrigere CO_2-Emission von rund 5 Gt C. Verantwortlich dafür ist der im Vergleich zu Häfele (1981) niedrigere erwartete Primärenergieverbrauch und der höhere Anteil der regenerativen Energien in Colombos Szenario. Der im Vergleich zu Colombo (1979) niedrigere erwartete Primärenergieverbrauch in **Goldembergs Szenario** resultiert 2020 in einer CO_2-Emission von 4,8 Gt C. Bei fast gleichem Primärenergieverbrauch reduziert **Häfele** in seinem Szenario von 1989 die CO_2-Emission im Vergleich zum Istwert von 1987 auf rund 4 Gt C für das Jahr 2030, während **Sinyak** mit rund 6,2 Gt C im Jahr 2020 den Istwert von 1987 stabilisiert. Für das Jahr 2060 nimmt Sinyak aber einen Anstieg der CO_2-Emissionen auf 7,8 Gt C an. Der relative Rückgang fossiler zugunsten regenerativer Energieträger ergibt im **WEC-Szenario C** mit 5,8 Mrd.t C ebenfalls etwa eine Stabilisierung auf dem Niveau von 1987. Nach **Mintzer (1987)** ergibt sich für 2025 eine Reduktion der CO_2-Emissionen auf ca. 3,2 Gt C. Diese Reduktion basiert wesentlich auf der Annahme von politischen Anreizen zur effizienteren Energienutzung und zum effizienteren Energieangebot insbesondere von Energieträgern mit geringem C-Gehalt.

Wert der Szenarien

Die vorstehenden Ausführungen zeigen, daß die jeweilige CO_2-Reduktion durch verstärkte rationelle Energienutzung, durch den Ausbau der Kernenergie, durch den Ersatz kohlenstoffreicher Energieträger durch kohlenstoffarme und durch verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien erreicht wird.

Von diesen Ergebnissen kann aber nicht unmittelbar auf die praktische Umsetzung geschlossen werden. Die Ergebnisse der Szenarien müssen immer im Kontext der Annahmen und Zielvorgaben diskutiert werden. Ihre Aussagefähigkeit ist somit begrenzt. Da sie aber einen möglichen Handlungsspielraum abstecken, leisten sie dennoch einen bedeutenden Beitrag zur Beantwortung energiepolitischer Fragestellungen. Aus dem Wenn-Dann-Charakter der Szenarien resultieren wichtige Erkenntnisse als Beitrag für

die Lösung energiewirtschaftlicher Probleme. Diese Ergebnisse dürfen aber nicht im Sinne prognostischer Abschätzungen interpretiert werden.

7.3 Kernenergie und Klima

Von Hans Michaelis

7.3.1 Der Treibhauseffekt – Wissensstand – Folgewirkungen

Wasserdampf, Kohlendioxid und andere Spurengase in der Atmosphäre beeinflussen das Klima. Ohne diese Gase würde die mittlere Temperatur der Erdatmosphäre nur −18 °C erreichen. Diese Gase absorbieren einen Teil der von der Erdoberfläche abgestrahlten Wärme und strahlen diese Wärme teilweise wieder zurück auf die Erde.

Treibhauseffekt

Diesem *Treibhauseffekt* ist es zuzuschreiben, daß die mittlere Temperatur der Erdatmosphäre um etwa 33 °C höher liegt. Sie beträgt +15 °C.

Dieser natürliche Treibhauseffekt von etwa 33 °C wird deutlich verstärkt durch die Emissionen klimawirksamer Spurengase, die durch den Menschen verursacht werden: CO_2, vor allem durch Verbrennung fossiler Energieträger, Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe (FCKW), Methan, troposphärisches Ozon und Di-Stickstoff (vgl. Tabelle 7.9).

CO_2 in der Atmosphäre

Vor allem als Folge der Verbrennung von Kohle, Öl und Gas stieg der CO_2-Gehalt der Atmosphäre zwischen 1860 und 1990 von 0,0285 auf 0,0355 % (355 ppm), d.h. um 25 % und verstärkte damit deutlich den – natürlichen – Treibhauseffekt. Global werden derzeit jährlich 22,9 Mrd. t CO_2 oder umgerechnet 6,25 Mrd. t Kohlenstoff emittiert[22]. Alles dies hat bereits eine zusätzliche, im globalen Mittel bislang auf $0,7 \pm 0,15$ °C (0,5 °C in einem Jahrhundert) veranschlagte Erwärmung der Atmosphäre zur Folge gehabt.

Wenn nichts zur Reduktion der Emissionen klimawirksamer Spurengase und hier insbesondere von Kohlendioxid unternommen wird, droht eine Änderung des Klimas mit weltweiten Auswirkungen.

Wissensstand um Treibhauseffekt

Die Aufheizung der Erdatmosphäre, verursacht durch den Treibhauseffekt klimawirksamer Spurengase, voran CO_2, gilt heute als grundsätzlich gesichert, wenn auch noch nicht in der präzisen Höhe und in der Ausprägung. Der gegenwärtige, auf umfassenden Beobachtungen und Rechnungen mit komplexen – dreidimensionalen – Klimamodellen beruhende Wissensstand kommt zum Ausdruck in der folgenden Aussage der Enquete-Kommission des 12. Deutschen Bundestages »Schutz der Erdatmosphäre« (1991 bis 1994), die sich stützt auf den auf der Konferenz für Umwelt und Entwicklung im Juni 1992 in Rio vorgelegten Bericht des *International Panel on Climate Change* (IPCC):

IPCC

> Wenn die, vor allem durch Verbrennung von Kohle, Öl und Gas verursachten Emissionen von Treibhausgasen weiterhin wie bis-

[22] (1 t C entspricht 3,67 t CO_2).

Spurengase

Tabelle 7.9: Treibhauseffekt der verschiedenen Spurengase

Spurengas Emissionsquellen	Wirkungs-anteil (Schätzung) %	Zunahme pro Jahr %
Kohlendioxid - CO_2 fossile Verbrennung, Waldrodung, Bodenerosion	50	0,5
Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe - FCKW[a] Treibmittel (Spraydosen), Kühl- und Klimaanlagen sowie Kunststoffverschäumung (ausschließlich anthropogen verursacht)	19	4,0
Methan – CH_4 intensive Landwirtschaft, vor allem Reisanbau (Sumpfreisfelder) und Großviehhaltung (Verdauungstrakte) in den Tropen, Verbrennung von Biomasse und fossilen Brennstoffen sowie Erdgaslecks – Auftauen der Permafrost-Sumpfböden –	15	1,5
troposphärisches Ozon – O_3 (unterhalb 20 km)[a] durch Zusammenwirken von Sonnenlicht mit Stickoxiden usw. bei der fossilen Verbrennung	8	1,0
Di-Stickstoff (Lachgas) – N_2O Kunstdüngung und Verbrennung organischer Substanzen	4	0,25

[a] Vornehmlich in den Polarregionen führen steigende Emissionen von Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffen (FCKWs), Halonen und N_2O durch Spaltung von Ozon zu einer Verringerung des Ozongehaltes der Stratosphäre (oberhalb 20 km) – dem »Ozonloch« – und damit zu einem Abbau des Schutzschildes gegen die ultraviolette Strahlung.

her ansteigen (Business as usual), wird sich die mittlere Temperatur der Atmosphäre bis 2100 um 2,5 °C bis 3,0 °C und insgesamt absehbar um 4,5 °C erhöhen, so die letzten Schätzungen mit einer Fehlergrenze von etwa ±50 %. Alle Untersuchungen auch der jüngsten Zeit bestätigen diese breitgefächerte Prognose.

Klimaauswirkungen

Klimaforscher postulieren, schon während der nächsten 50 bis 100 Jahre müsse man mit *Auswirkungen katastrophalen Ausmaßes* rechnen, die eingestuft werden als eine der größten Gefahren für die Menschheit:

- Die *Trockenzonen* werden um mehrere 100 km nach Norden vordringen (Sahel seit 1968), die nordpolare schwimmende *Eisdecke* wird allmählich abschmelzen, der *Meeresspiegel* wird um 30 bis 120 cm ansteigen (seit 1900 bereits um 14 cm). Die *Witterungsextreme* verschärfen sich mehr und mehr.
- Die Erwärmung wird einhergehen mit nachhaltigen Änderungen der Verteilung des *Regens* und der *Luftfeuchtigkeit.*
- Auch die *Wälder der gemäßigten und kalten Zonen* werden in Mitleidenschaft gezogen werden: sie können sich nur bei langsamer Temperaturerhöhung um 1 bis 2 °C/100 a den veränderten Klimabedingungen anpassen.

Bei einer um 1,5 bis 2,0 % p.a. wachsenden Weltbevölkerung ist als Folge dieser nachhaltigen Änderungen des Weltklimas mit schwerwiegenden Auswirkungen auf die Ernährungssituation, mit tiefgreifenden Änderungen der Pflanzen- und Tierwelt und mit Völkerwanderungen in bislang nicht gekanntem Umfang zu rechnen.

Offenbar führt der atmosphärische Treibhauseffekt zur schwerwiegendsten aller voraussehbaren Umweltkatastrophen.

Kritik am Treibhauseffekt

In den letzten Jahren werden diese von der Mehrheit der Klimaexperten getragenen Aussagen über die zukünftige Entwicklung unseres Klimas von einigen Seiten in Frage gestellt. Das komplexe Prognosemodell gibt zu dieser Kritik einige Ansatzpunkte.

Diese *Kritik* bezieht sich auf die nach wie vor nicht voll gesicherte Datenbasis der CO_2-Meßwerte und der zurückliegenden Temperaturänderungen. Die Kritiker schätzen die natürlichen Klimaänderungen höher ein, hier vor allem auch die klimatischen Auswirkungen des Vulkanismus und die Rolle, die der Wasserdampf und die Bewölkung spielen. Letztlich weisen sie hin auf die unzureichende Kenntnis der Anpassungsfähigkeit der Natur an gestiegene CO_2-Werte.

Zu der Frage, ob die bisher registrierte Erhöhung der globalen Mitteltemperatur der Atmosphäre nicht etwa in den Rahmen der natürlichen Klimaschwankungen fällt, hat sich jüngst der Leiter des auf diesem Gebiete kompetenten Max-Planck-Instituts für Meteorologie in Hamburg, K. Hasselmann geäußert. Er stellte fest, die bislang festgestellte globale Erwärmung der Erdoberfläche um 0,7 °C seit 1880 sei mit 95prozentiger Wahrscheinlichkeit auf menschliche Einflüsse, insbesondere die Verbrennung fossiler Energieträger zurückzuführen. Dies ist eine in jeder Hinsicht ausreichende Vertrauensgrundlage für vorsorgliches Handeln.

Jedenfalls ist festzuhalten, daß die überwiegende Mehrheit der Einwendungen gegen die vorsichtigen, vielleicht etwas pessimistischen Klima-Prognosen des *International Panel on Climate Change* (IPCC) nur zu Aussagen führen, die immer noch in den Grenzen des breiten Erwartungsspektrums einer Temperaturerhöhung bis zum Ende des nächsten Jahrhunderts zwischen 1,5 und 4,5 °C bleiben.

energiepolitische Konsequenzen

Soweit das CO_2 mit seinem Wirkungsanteil von etwa 50 % zu diesem Effekt beiträgt, verspricht praktisch nur eine energiepolitisch gesteuerte Verminderung des Einsatzes fossiler Brennstoffe Erfolg. Dies ist und bleibt der Kernsatz jeder Politik zur Eindämmung des Treibhauseffekts und damit zur Stabilisierung unseres Klimas.

7.3.2 Globaler Horizont und weltweite Aktionspläne

7.3.2.1 Die in Rio verabschiedete weltweite Klimakonvention

Klimakonvention von Rio

Ziel der weltweiten Reduktions-Strategie ist eine Stabilisierung des Anteils klimawirksamer Spurengase an der Atmosphäre entsprechend dem – nur als

Richtschnur zu verstehenden – Artikel 2, Satz 1 der in Rio verabschiedeten *Convention on Climate Change*:

Ziel: Stabilisierung der klimawirksamen Emissionen

> »Letztes Ziel der Klima-Konvention und jeder rechtlichen Regelung durch die vorgesehenen Folgekonferenzen ist es, in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Konvention zu gewährleisen, daß die Konzentration klimawirksamer Spurengase in der Atmosphäre auf einem Niveau stabilisiert wird, das eine Gefährdung des Klimasystems durch menschliches Handeln ausschließt. ...«

Nach Maßgabe des gleichen Artikel 2, aber Satz 2 der *Convention on Climate Change* soll dieses Ziel bis Mitte des nächsten Jahrhunderts verwirklicht werden. Konkret heißt es:

> »Dieses Niveau soll in einem Zeitrahmen erreicht werden, der eine natürliche Anpassung der Ökosysteme an die Änderung des Klimas erlaubt, die Nahrungsmittelerzeugung nicht bedroht und eine nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung ermöglicht.«

Dazu sei bemerkt : Unter Klimaforschern ist man sich weitgehend einig, daß eine Erhöhung der mittleren globalen Temperatur der Erdatmosphäre um allenfalls 0,1 °C in einem Jahrzehnt (1 °C im Jahrhundert) öko-verträglich ist. Ein auf diesen Rhythmus begrenzter Anstieg der globalen Mitteltemperatur wird also hingenommen. Dies heißt, die Beitrittsstaaten zur Klima-Konvention sind auf jeden Fall gehalten (nicht aber verpflichtet), Reduktionsmaßnahmen einzuleiten, die gewährleisten, daß der globale Temperaturanstieg das Erhöhungs-Limit nicht übersteigt.

Klimakonvention und Energieverbrauch

Der von den Unterzeichnerstaaten der Konvention akzeptierte Grundsatz einer Stabilisierung des Spurengasgehalts der Atmosphäre hat zur rechnerischen Folge, daß die globalen CO_2-Emissionen (etwa 22 Mrd. t CO_2 p.a. in 1990) nach Ablauf der auf wenigstens 60 Jahre veranschlagten Übergangszeit (nach 2050) auf höchstens die Hälfte des bislang erreichten Niveaus abgesenkt werden müssen. Dies muß in einer Zeit geschehen, in welcher sich die Weltbevölkerung fast verdoppeln wird. Die CO_2-Emission je Kopf der Bevölkerung läge dann um etwa 75 % unter der gegenwärtigen Menge von etwa 4 t CO_2 p.a. (13 t CO_2 p.a. in den Industrieländern und 1,6 t CO_2 p.a. in den Entwicklungsländern).

Langzeit-Klimamodell

Entsprechend der in Tabelle 7.10 dargelegten *Modellrechnung* führt diese Überlegung zu einer Reduktion der pro Kopf-Emissionen klimawirksamer Spurengase in den Industrieländern – auch in Deutschland – um etwa 80 % in der Zeit zwischen 1990 und 2050.

Weltenergiekongreß und Klimaprognose

Alle herkömmlichen Perspektiven der Welt-Energieversorgung sind *nicht* zu vereinbaren mit der Forderung, die Aufheizung der Atmosphäre in Grenzen zu halten. So stellt der auf dem letzten Weltenergiekongreß 1992 in Madrid angekündigte und nunmehr vorgelegte Bericht »Energie für die Welt von morgen« fest, in den 30 Jahren zwischen 1990 und 2020 werden die von fossilen Energieträgern herrührenden CO_2-Emissionen global um 44 %

Tabelle 7.10: Modellrechnung zur Entwicklung der globalen CO_2-Emissionen

	Bevölkerung		CO_2-Emissionen			
	Mio.	%	Mio. t	%	t p.cap.	%[a]
1990						
Industrieländer[b]	1 213	22,1	15 900	72,2	13,1	100
Entwicklungsländer[c]	4 271	77,9	1 010	27,8	1,6	100
Welt	5 484		22 000		4,0	100
2050						
Industrieländer[b]	1 500	15,0	3 500	31,8	2,3	18
Entwicklungsländer[c]	8 500	85,0	7 500	68,2	0,9	56
Welt	10 000		11 000		1,1	27

[a] 1990 = 100%.
[b] Westliche und östliche Industrieländer, d.h. einschließlich Mittel- und Osteuropa sowie der GUS.
[c] Entwicklungs- und Schwellenländer einschließlich Volksrepublik China.

Modellrechnung globale CO_2-Emissionen

(Basis-Szenario) ansteigen und keineswegs zurückgehen. Wir werden uns wohl oder übel damit abfinden müssen, daß wir die Klimaproblematik zwar verringern, aber absehbar nicht lösen können – es sei denn, ein weltweiter militärischer Konflikt enthebt uns dieser Sorge und schafft andere Probleme.

Dazu die folgenden Aussagen:
Zum weltweiten Aufkommen an kommerzieller Primärenergie steuern die drei fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Gas derzeit etwa 86 % bei. Jährlich sind dies etwa 11,8 Mrd. t Steinkohleeinheiten, die über 22 Mrd. t CO_2 emittieren. Zu diesen weltweiten CO_2-Emissionen tragen Kohle mit 40 %, Erdöl mit 44 % und Erdgas mit 16 % bei. Tabelle 7.11 gibt näheren Aufschluß über die Aufteilung der Emissionen auf die Regionen im Jahr 1992.

Die Tabellen 7.10 und 7.11 sprechen für sich. Hier seien nur zwei Feststellungen herausgekehrt :

CO_2-Emissionen der Weltregionen

— Die westlichen und östlichen Industrieländer mit einem Anteil von 22 % an der Weltbevölkerung verursachen 72 % der globalen CO_2-Emissionen. Demgegenüber gehen nur 28 % der CO_2-Emissionen von den Entwicklungsländern (einschl. der Volksrepublik China) aus, auf die 78 % der Weltbevölkerung entfallen.

China

— Wenn die Volksrepublik China ihr auf die heimische Steinkohleförderung gegründetes Energie-Ausbau-Programm wie geplant weiterführt, dann werden sich die CO_2-Emissionen dieses Landes (gegenwärtiger Anteil an den weltweiten CO_2-Emissionen: 11,1 %) verdoppeln. Die alljährliche Mehr-Emission dieses Landes käme der von Deutschland für die Zeit bis zum Jahr 2005 insgesamt geplanten Reduktion der Emissionen etwa gleich.

Tabelle 7.11: CO_2-Emissionen nach Regionen im Jahr 1992

Region	CO_2-Emissionen pro Kopf und Jahr in t CO_2	CO_2-Emissionen Gesamtemission in Mio. t CO_2
Nordamerika	21,21	5 980
GUS	12,08	3 440
Australien usw.	11,85	320
Japan	9,88	1 320
Europa ohne GUS	8,32	4 300
(davon Deutschland)	(13,1)	(1 060)
Lateinamerika	2,23	1 020
China	2,14	2 480
restliches Asien	1,38	2 680
Afrika	1,01	690
Welt	4,09	22 400

Regionale Verteilung der CO_2-Emissionen

7.3.2.2 Status der regionalen und nationalen Engagements zur Begrenzung der Emissionen klimawirksamer Spurengase

Nach den Ergebnissen der in der Zeit zwischen dem 28. März und dem 7. April 1995 in Berlin stattgefundenen *ersten Vertragsstaatenkonferenz* der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen ist folgendes festzuhalten:

bestehende Reduktionsziele

1. Bislang haben sich *einige Industrieländer*, insbesondere Länder der Europäischen Union, verpflichtet, bis zum Jahr 2000 ihre CO_2-Emissionen auf dem 1990 erreichten Stand einzufrieren. Deutschland hatte sich schon vor einigen Jahren verpflichtet, die von seinem Territorium (West- und Ostdeutschland) ausgehenden CO_2-Emissionen zwischen 1987 und 2005 um 25 bis 30 % zu verringern.

Berliner Mandat

2. Auf der Vertragsstaatenkonferenz wurde – nach langem Ringen – ein »*Berliner Mandat*«, ein völkerrechtlich verbindliches Protokoll über die Reduktion der Emissionen von CO_2 und anderen Treibhausgasen, verabschiedet. Darin kommen die über 160 in Berlin vertretenen Vertragsstaaten überein, bis 1997 Verminderungsziele, abgestellt auf die Jahre 2005, 2010 und/oder 2020 festzulegen, die dann auf der nächsten Konferenz – voraussichtlich 1997 in Montevideo – verbindlich fixiert werden sollen. Solche Verpflichtungen sollen nur die – westlichen und östlichen – Industrieländer eingehen. Die Entwicklungsländer bleiben frei von Verpflichtungen.

Joint Implementation

3. Zugleich soll in einer Pilotphase mit der gemeinsamen Umsetzung von Maßnahmen (»Joint Implementation« begonnen werden, im Rahmen derer die westlichen Industrieländer »Leistungen zum Schutz des Klimas« in den mittel- und osteuropäischen Staaten und in den Entwicklungsländern erbringen. Eine Anrechnung auf etwaige spätere Reduktionsverpflichtungen wurde abgelehnt.

neue deutsche Reduktionen

4. Bundeskanzler H. Kohl erklärte in seiner Eröffnungsrede am 5. April 1995, Deutschland verpflichte sich – wie bisher einseitig –, seine CO_2-Emissionen,

nunmehr *bezogen auf das Jahr 1990, um 25 % bis 2005* zu verringern. Verglichen mit dem bisherigen Engagement, bezogen auf 1987, die Emissionen um 25 bis 30 % zu verringern, heißt dies, die Mindestreduktion wird um 4 bis 5 Prozentpunkte verstärkt.

5. Das Sekretariat der Klimarahmenkonvention wird ab 1996 in Bonn sein.

Bonn wird Sitz des Klimasekretariats

7.3.3 Reduktionsmittel und -wege

Es gibt nur *fünf Wege* einer Reduktion der Emissionen klimawirksamer Spurengase. Diese fünf Wege sind:

Mittel und Wege

(1) *vermeiden*, Energie zu verbrauchen.
(2) *Energiesparen* durch rationellere Energieprozesse, Umstellung auf andere Energietechniken und bessere Energienutzung.
(3) *Switch* von einem emissionsintensiven auf einen emissionsschwachen Energieträger, z.B. von Stein- oder Braunkohle auf Erdgas.
(4) Einsatz *erneuerbarer* Energien: Sonne, Biomasse, Wind, Erdwärme.
(5) ein Ausbau der *Kernenergie.*

Mit der Zielsetzung einer Reduktion der Emissionen klimaschädlicher Spurengase verdienen in diesem Gesamtrahmen fünf gegenwärtig diskutierte Sonderwege unsere Aufmerksamkeit:

- Energiesparen – rationellere Energieverwendung auf allen Ebenen;
- die Umstellung – der *Switch* – von CO_2-intensiven auf CO_2-schwache fossile Energieträger, insbesondere von Kohle auf Erdgas;
- die Entwicklung und der Einsatz erneuerbarer Energieträger;
- eine Ausweitung oder zumindest eine Erhaltung der Stromerzeugung aus Kernenergie;
- die Einführung einer Steuer auf den Energieverbrauch und/oder auf die CO_2-Emissionen, verstanden als Maßnahme zur rationelleren Energieverwendung.

Sonderwege einer Klimastabilisierung

7.3.4 Aktueller Stand der nationalen CO_2-Reduktionspolitik

7.3.4.1 Die Hauptanliegen der deutschen Energie- und Umweltpolitik

Die Energie- und Umweltpolitik der Bundesrepublik Deutschland ist gegenwärtig ausgerichtet auf die Verwirklichung der folgenden wesentlichen Zielsetzungen (die Auflistung beginnt mit den weltweiten und endet mit den nationalen Anliegen):

energiepolitische Anliegen Deutschlands

(1) die Sicherung der Energieeinfuhren und eine energiewirtschaftliche Kooperation mit den Ländern der Zweiten und Dritten Welt,
(2) eine Reduktion der CO_2-Emissionen,
(3) die Herstellung eines europäischen Energiemarktes im Widerstreit mit der Protektion heimischer Energiequellen,

(4) die Sanierung der Energiewirtschaft der neuen Bundesländer,
(5) rationellere Energieverwendung – Energie sparen,
(6) Entwicklung und Einsatz erneuerbarer Energien,
(7) eine weitere Verminderung der Emissionen klassischer Luftschadstoffe,
(8) eine weitere Verminderung des Strahlenrisikos,
(9) eine energie- und umweltorientierte Umstrukturierung der Verkehrswirtschaft.

7.3.4.2 Eine deutsche Politik der Erhaltung und Absicherung des Klimas im Widerstreit mit anderen politischen Anliegen

konkurrierende Zielsetzungen

Im Rahmen einer Gesamtbeurteilung muß festgehalten werden, daß die Klimapolitik – hier vor allem die CO_2-Minderungspolitik – im Wettbewerb steht mit anderen politischen Zielsetzungen. Wohin der Weg führt, entscheiden die Politiker. Sind sie gewillt, der Klimastabilisierung den im Wettbewerb mit diesen anderen Zielen gebührenden Rang zu verleihen. Vornehmlich vier andere ökonomische Zielsetzungen stehen dabei im Wettbewerb mit dem Ziel einer Stabilisierung des Klimas:

- das Ziel der Gewährleistung der wirtschaftlichen und finanziellen Stabilität der Bundesrepublik;
- das Ziel der Erhaltung und Konsolidierung des Standortes Deutschland, das vor allem auch auf eine Sicherung der Arbeitsplatze hinausläuft;
- das Ziel der Erhaltung einer leistungsfähigen deutschen Energiewirtschaft, hier ist vor allem die Frage gestellt, wieweit es möglich ist, die bestehenden und derzeit geplanten heimischen Förderkapazitäten für Stein- und Braunkohle auf Dauer aufrechtzuerhalten;
- das Ziel einer Integration in den europäischen Binnenmarkt, hier im besonderen das Ziel, die europäischen Strom- und Gasmärkte zu liberalisieren.

7.3.4.3 Eine nationale Klimapolitik als umfassendes Anliegen vieler Bereiche der Politik

sektorübergreifende Umweltpolitik

Klimapolitik kann nicht verstanden werden als eine Sektorpolitik mit wohldefiniertem, gegen andere Politiken abgegrenztes Vorgehen. Sie ist in Ihren Instrumenten vielgestaltig sektorübergreifend. Klimapolitische Aktionen wirken sich regelmäßig auch in anderen Sektoren aus. Abgesehen von den originären Domänen der Energie- und Umweltpolitik seien hier die folgenden Politiken genannt: Finanzpolitik, allgemeine Wirtschaftspolitik, Außenwirtschaftspolitik, Europapolitik, Regionalpolitik, Sozialpolitik, Verkehrspolitik und andere Politiken.

klimapolitische Aktionen

In dieser umfassenden Sicht kann die deutsche Klimapolitik charakterisiert werden als ein umfassendes Bündel von Einzelmaßnahmen. Um die Vielgestaltigkeit aufzuzeigen, seien nachstehend *einige klimarelevante Maßnahmen und Projekte* ohne Systematik und ohne jeden Anspruch auf Vollständigkeit genannt (der Verkehrsektor ist ausgeklammert):

- eine Novellierung der Wärmeschutzverordnung,
- eine Novellierung der Heizanlagenverordnung,
- eine Novellierung des Energieeinsparungsgesetzes,
- eine Novellierung der Honorarordnungen für Architekten und Ingenieure,
- die Förderung von Energiesparinvestitionen in Wohngebäuden,
- die Förderung des Baues von Niedrigenergie-Häusern,
- Demonstrationsprojekte für eine energetische Sanierung von öffentlichen Gebäuden,
- Festlegung von Mindestanforderungen zur Energieeffizienz von strom- und gasverbrauchenden Anlagen und Geräten,
- Finanzierungs- und Bürgschaftsprogramme zur Energieeinsparung im Kleinverbrauch,
- Selbstverpflichtungsabkommen der Industrie zur Reduktion der CO_2-Emissionen,
- eine Revision des energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmens mit dem Ziel der Schadstoffvermeidung,
- eine Novellierung des Energiewirtschaftgesetzes,
- eine Überprüfung der Tarif- und Preisstruktur bei leitungsgebundenen Energien,
- verbesserte Prozeßwärmenutzung,
- eine Förderung energiesparender Kraftwerkstechniken,
- eine Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, insbesondere der Einspeisevergütungen zum Einsatz und zur Nutzung erneuerbarer Energien,
- eine Initiative zur Gründung einer internationalen Agentur zur Förderung erneuerbarer Energien,
- freiwillige Vereinbarungen zur Nutzung von Methan,
- eine Beseitigung der Restriktionen für den Einsatz von Erdgas in Kraftwerken,
- eine verstärkte Förderung von Heizkraftwerken und Anlagen mit Kraft-Wärme-Koppelung mit dem Ziel eine Ausbaus der Nah- und Fernwärmeversorgung,
- verpflichtende oder freiwillige Erstellung von Energiekonzepten mit Hervorhebung von Kraft-Wärme-Koppelung-Anlagen,
- erste Schritte zu einer Internalisierung externer Kosten,
- die Einführung einer Steuer oder Abgabe auf die CO_2-Emissionen und/oder den Energieverbrauch,
- Förderung des »Contracting«,
- die Umsetzung von »Energiedienstleistungskonzepten« über die Nutzung von Systemen des »Least Cost Planning«.

7.3.4.4 Das nationale Engagement einer Reduktion der CO_2-Emissionen um 25 bis 30 % zwischen 1987 und 2005

Erstmalig hat die in der 11. Legislaturperiode – 1987 bis 1990 – eingesetzte Enquete-Kommission »Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre« eine CO_2-Minderungspolitik formuliert und dabei vorgegeben die vom damaligen alten Bundesgebiet ausgehenden CO_2-Emissionen zwischen 1987 und 2005 um 25 bis 30 % zu verringern. Dieses Ziel orientiert sich an der Empfehlung der Weltklimakonferenz 1988 in Toronto, die globalen Emissionen bis 2005 um 20 % und bis etwa Mitte des nächsten Jahrhunderts um 50 % zurückzuführen.

deutsche Reduktionsziele

Angesichts der begrenzten Reduktionsmöglichkeiten und -bereitschaft in der übrigen Welt wurde diese Zielsetzung von der Enquete-Kommission verstanden als ein allenfalls bescheidener nationaler Beitrag zu einer ausreichenden aber kaum zu erreichenden Senkung der globalen Emissionen. Nicht zuletzt geschah dies in der Erwartung daß unser Vorgehen andere Länder stimulieren könnte.

Erstreckt auf das inzwischen vereinte Deutschland, wurde diese Zielvorgabe Anfang 1991 in die Koalitionsvereinbarung für die 12. Legislaturperiode übernommen. Der Kabinettsbeschluß der Bundesregierung vom 11. Dezember 1991 bestätigt diese inzwischen durch den deutschen Bundeskanzler am 5. April 1995 in Berlin durch Abstellung auf 1990 als Basisjahr verschärfte Zielvorgabe.

vereintes Deutschland

Bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt (1995) ist es nicht gelungen, die vom alten Bundesgebiet ausgehenden CO_2-Emissionen zu verringern. Dagegen hat in den neuen Bundesländern die tiefgreifende Umstrukturierung der Produktion und hier insbesondere der Energieversorgung (Abkehr von der Braunkohle usw.) eine deutliche Verringerung der CO_2-Emissionen stattgefunden. Die Bundesregierung ist zuversichtlich, daß es gelingen wird, bezogen auf den Stand 1987 die vom gesamten Bundesgebiet ausgehenden CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2005 um wenigstens 25 % zu verringern und damit das von ihr proklamierte Reduktionsziel fristgemäß zu erreichen. Zum verschärften Reduktionsziel liegt bisher jedoch noch keine Äußerung vor.

erwartete Reduktionen

7.3.4.5 Eine Steuer auf den Energieverbrauch und/oder die CO_2-Emissionen

Nach Ansicht zahlreicher Ökonomen ist eine Emissionssteuer oder -abgabe am ehesten geeignet, die Emissionen klimawirksamer Spurengase in Grenzen zu halten und letztendlich zu verringern. Einer reinen Energiesteuer fehlt die Lenkungswirkung weg von CO_2-intensiven Energieträgern. Nach Maßgabe der Preis-Mengen-Elastizitäten führt sie aber zu rationellerem Energieverbrauch und damit auch zu einer – begrenzten – Verminderung der CO_2-Emissionen.

Energie-/CO_2-Steuer

Problematik einer Steuer

Die Verwirklichung dieses hehren Grundsatzes stößt indessen auf *drei Schwierigkeiten* :

- Durch eine Steuer oder Abgabe mit CO_2-Komponente wird die vorwiegend heimische Stein- und Braunkohle vergleichsweise stärker belastet als vorwiegend eingeführtes Mineralöl und Erdgas. Kernenergie als faktisch weitgehend CO_2-freier Energieträger würde kaum belastet werden.
- Eine Verlagerung der Grundlagen der Besteuerung auf den Energieverbrauch und/oder die CO_2-Emissionen geht einher mit einer tiefgreifenden Umstrukturierung unseres Fiskalsystem. Wegen ihrer Unabhängigkeit vom Einkommen ist eine solche Steuer wenig sozialverträglich.
- Wenn eine solche Steuer oder Abgabe im nationalen Rahmen eingeführt wird, beeinträchtigt sie die energieintensiven Industriezweige im internationalen Wettbewerb – vor allem im Rahmen der Europäischen Union –, denn hier verbieten die Regeln über den Freiverkehr im Binnenmarkt grundsätzlich nicht nur mengenmäßige Begrenzungen – Abschottungen –, sondern auch Subventionen und Beihilfen zum Schutz der betroffenen Fertigungen.

Bekanntlich hat sich die Bundesregierung dafür ausgesprochen, die CO_2-Emissionen Deutschlands zu verringern. Eines der Instrumente, um dieses Ziel zu erreichen, sollte eine Abgabe sein, die sich nach der Höhe der CO_2-Emissionen bemißt.

EG-Initiative für eine EU-weite Steuer

Dieses nationale Vorhaben überrollte eine *Initiative der EG-Kommission* mit dem Ziele einer Stabilisierung des EU-weiten Emissions-Niveaus zwischen 1990 und 2000. In dieser Initiative wird neben zahlreichen anderen Maßnahmen vorgeschlagen, EU-weit eine Steuer einzuführen, die, gemessen an ihrem Aufkommen, jeweils zur Hälfte auf den Energieverbrauch und auf die CO_2-Emissionen erhoben wird. Diese Steuer sollte in der Zeit zwischen 1993 und 2000 von 3 US-$ schrittweise auf 10 US-$ je Barrel Öl heraufgesetzt werden. Die im Jahr 2000 zu erreichende 10 $-Marke entspricht als Energiesteuer 35 DM/t SKE (Steinkohleeinheiten) und als CO_2-Steuer 10 DM/t emittiertes CO_2. Im Jahr 2000 wird damit der deutsche Energieverbrauch mit durchschnittlich etwa 85 DM/t SKE belastet.

Konstitutive Elemente dieser Initiative waren:

- Ausnahmen oder ermäßigte Hebesätze für Hersteller energieintensiver Produkte: Stahl, chemische Produkte, NE-Metalle, Glas, Zement, Zellstoff und Papier;
- Ausnahmen für erneuerbare Energien: Sonne, Wind, Biomasse und Wasser in kleinen Kraftwerken;
- eine Besteuerung der Elektrizitätserzeugung nach dem – unterschiedlichen – Verstromungs-Input oder – einheitlich – nach der Stromerzeugung, dies auch im Hinblick auf das GATT;
- »*fiskalische Neutralität*«: die zusätzliche Steuerbelastung soll möglichst zeitgleich durch entsprechende Senkung anderer Steuern ausgeglichen werden;
- ein vorgesehenes *Burden Sharing* zwischen den Mitgliedstaaten zugunsten der Länder der Südschiene (Spanien, Portugal, Griechenland und Irland);
- die sogenannte *Konditionierung*, d.h. ein Abhängigmachen der Einführung der Steuer von gleichgerichteten Maßnahmen in den USA und in Japan.

Dieses von der Bundesregierung uneingeschränkt gutgeheißene Vorhaben der Europäischen Union wurde in den verschiedenen Gremien des EU-Ministerrats jahrelang diskutiert und kann heute als gescheitert angesehen werden. Zu der erforderlichen einstimmigen Entscheidung wird es – jedenfalls vorerst – nicht kommen.

was nun?

Damit stellt sich die Frage, was an die Stelle der vorgesehenen EU-weiten Steuer treten kann. Diese Frage ist akut, weil – unabhängig davon – der Bundesgerichtshof entschieden hat, daß die rechtlichen Bestimmungen, die der Erhebung eines Kohlepfennigs zugrunde liegen, über den 31. Februar 1995 hinaus keinen Bestand haben.

In dieser Lage stehen heute die folgenden *Lösungen* zur Wahl:

- es wird auf eine – zusätzliche – Besteuerung der Energie, gleich welcher Art, verzichtet. die bestehenden Zahlungsverpflichtungen zur Aufrechterhaltung der Kohleförderung werden aus dem öffentlichen Haushalten gedeckt;
- es wird eine Steuer auf den Stromverbrauch und/oder den Energieverbrauch eingeführt, die die durch einen Fortfall des Kohlepfennigs entstehende Deckungslücke schließt;
- es kommt – unabhängig vom Problem des Auslaufens des Kohlepfennigs – zu einer von den Ökologen geforderten nationalen Energiesteuer, wobei wohl erwogen wird, ob man die international wettbewerblich sensitiven Energieverwendungen von dieser Steuer ausnimmt;
- es kommt – hinausgehend über die vorstehende Planung – zu einer umfassenden ökologischen Steuerreform.

Was geschehen wird, läßt sich gegenwärtig – Sommer 1995 – nicht vorhersagen.

7.3.4.6 Verkehr und Klima – die gebotene tiefgreifende Umstrukturierung der Verkehrswirtschaft

Verkehr und Klima

Hier ist der Ort, kurz auf die Verkehrswirtschaft einzugehen, die sich wegen ihrer besonderen Struktur und aus ordnungsrechtlicher Gewohnheit der obigen Kategorisierung entzieht.

Ein ganz wesentlicher und zudem steigender Anteil der Schadstoff- und klimarelevanten Emissionen geht vom Energieverbrauch des Verkehrs aus. Bislang waren alle Voraussagen der zukünftigen Entwicklung des Verkehrs zu niedrig. Nach jüngsten Schätzungen ist innerhalb der nächsten 15 Jahre mit einer Erhöhung des Energieverbrauchs und der Emissionen im Personen- und Güterverkehr um wenigstens 20 % zu rechnen. Gegenwärtig trägt der Verkehr mit etwa 22 % zu den CO_2-Emissionen bei. Die Anteile beim NO_x und beim CO liegen über 70 %.

Die Konzepte für die gebotene Umstrukturierung des Verkehrs sind wohlbekannt: Verkehrsvermeidung und Verhaltensänderungen im Verkehr, Verminderung der Zuwächse im Straßen- und Güterverkehr, Verlagerung des Verkehrs auf energieintensivere und emissionsärmere Verkehrsmittel, umweltverträglichere Verkehrsabwicklung und verbesserte Verkehrsauslastung,

energiesparendere Verkehrsmittel und Maßnahmen der Emissionsminderung und Schadstoffrückhaltung.

Will die Energie- und Umweltpolitik nicht ihre Glaubwürdigkeit verlieren, dann muß auf diesem defizitärsten Felde gehandelt werden. Dies ist eines der schwierigsten Anliegen, da es mutige Entscheidungen herausfordert. Das meiste läuft zudem den erklärten Zielen der europäischen Verkehrspolitik zuwider.

7.3.5 Die vier Problembereiche

Eine – zumal nationale – Politik der Verringerung der Emissionen klimaschädlicher Spurengase steht vor vier kardinalen Problemen:

Probleme einer Verringerung der Emissionen

- wie weit kann man beim Energiesparen gehen, und welche Wirkungen sind von Sparaktionen zu erwarten?
- Was wird aus der heimischen Kohle?
- Was kann durch die Förderung und den Einsatz erneuerbarer Energien erreicht werden?
- was wird aus der Kernenergie?

7.3.5.1 Energiesparen – Rationellere Energieverwendung

Energiesparen ist vielgestaltig. In Betracht zu ziehen sind die folgenden Aktionen:

Energiesparen

- rationellere Gestaltung der Energiegewinnungs- und -umwandlungsprozesse;
- bessere Energienutzung, z.B. durch Verminderung des spezifischen Energieverbrauchs mittels Wärmedämmung;
- Umstellung auf eine andere Energietechnik, die zu einem höheren Wirkungsgrad führt, z.B. Kraft-Wärme-Kopplung oder Kombikraftwerke.

Es besteht ein bemerkenswerter politischer Konsens, daß rationellere Energieverwendung – vulgo: *Energie-Sparen* – das Allheilmittel zur Lösung der Energiekrise ist. Selbstverständlich wird eingeräumt, daß dies Geld kosten wird. Nach wie vor wird erwartet, daß eine Energiesteuer einzuführen ist, um die Finanzierung dieser Vorhaben sichern.

Das Verführerische und Gefährliche an diesen Planungen ist einmal, daß man von dem Zustandekommen einer ausreichend ergiebigen Energiesteuer überzeugt ist und andererseits, daß man das Nutzen-Kosten-Verhältnis solcher Vorhaben offenbar weit überschätzt – dies sind jedenfalls die überreichlichen Erfahrungen aus der Vergangenheit.

Eine Analyse der bislang weltweit und national erreichten Verbesserungen der Entkopplungsraten oder auch *Energieintensitäten* (des Energieverbrauchs je Einheit des realen Bruttosozialprodukts) zeigt, daß im allgemeinen nur zwei Dinge gelingen:

Energieintensitäten

- vorhandene ineffiziente Anlagen und Geräte von Zeit zu Zeit nachzurüsten,
- ineffiziente Anlagen und Geräte, die am Ende ihrer betrieblichen Lebensdauer angelangt sind, durch effizientere Anlagen und Geräte zu ersetzen.

All dies führt insgesamt dann nur zu begrenzten – zumeist deutlich überschätzten – Effizienzverbesserungen, wenn die wirtschaftliche Entwicklung nicht mit einer Ausweitung, sondern mit einer Verringerung des Energieverbrauchs einhergeht.

7.3.5.2 Eine Umstellung – ein Switch – von CO_2-intensiven auf CO_2-schwache fossile Energieträger, insbesondere von Kohle auf Erdgas

Energieswitch

CO_2-mindernde Umstellungen in der Energieerzeugung sind vor allem deshalb von klimapolitischem Interesse, weil die Mengen an CO_2, die, bezogen auf die erzeugte Energiemenge, bei der Verbrennung von Steinkohle, Braunkohle, Erdöl und Erdgas emittiert werden, sich zueinander verhalten wie:

spezifische Emissionen

100 : 121 : 88 : 58.

Rolle der Kohle

Derzeit werden die vom Bundesgebiet ausgehenden CO_2-Emissionen verursacht

- zu etwa einem Drittel durch die Verstromung von Kohle zur Deckung von etwa zwei Dritteln unseres Strombedarfs,
- zu etwa einem Drittel durch den Verkehr (einschl. dem Bau der Transportanlagen und -fahrzeuge),
- zu etwa einem Drittel durch die Güterproduktion und den Betrieb von Öl- und Gas-Heizungen.

Sollen die CO_2-Emissionen ausreichend, d.h. entsprechend Artikel 2 der in Rio verabschiedeten Klimakonvention, gesenkt werden, dann müssen in allen drei Bereichen drastische Einschnitte erfolgen.

Hierzu gehört auch, daß im Laufe der nächsten Jahrzehnte die *Verstromung von Kohle*, ausgehend von den heutigen in Tabelle 7.12 aufgeführten Einsatzmengen deutlich verringert werden müßten, was allerdings eine langfristige und tiefgreifende Umstrukturierung erfordert.

Kohleeinsatzmengen zur Verstromung

Tabelle 7.12: Absehbare Einsatzmengen von Kohle

Mio. t/a SKE	Art der Kohle
ca. 45	heimische Steinkohle, davon 35 Mio. t/a für die Verstromung und 10 Mio./a zur Erzeugung von Hüttenkoks
ca. 15	Importkohle, vor allem aus Drittländern
ca. 33	westdeutsche Braunkohle (100 Mio. t/a Rohbraunkohle) nach offenbar absehbarer Genehmigung des Feldes Garzweiler II
ca. 27	ostdeutsche Braunkohle (80 Mio. t/a Rohbraunkohle) vornehmlich im Lausitzer Revier

Kohleverstromung

Das gilt vorrangig für den Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung. In der Tat, es werden absehbar alljährlich 120 Mio. t SKE heimische und eingeführte Steinkohle (45 bzw. 15 Mio. t/a SKE) sowie west- und ostdeutsche

Braunkohle (100 bzw. 80 Mio. t/a Rohbraunkohle), verstromt werden. Diese Mengen werden wesentlich zu den aus Tabelle 7.13 abzulesenden CO_2-Emissionen beitragen.

Tabelle 7.13: Derzeitige und zu erwartende, von Deutschland ausgehende energiebedingte CO_2-Emissionen

Jahr	Energieart	Gesamt	H.Q.[a]	Imp.[b]
		—	Mio. t/a	—
1993	Gesamt	887	399	481
	vom Gesamten			
	–Kohle	401	367	38
	–Nicht-Kohle	486	36	450
	vom Gesamten			
	–Strom u. Fernwärme[c]	339	300	39
	–alle anderen Verwendungen[c]	548	99	449
	Obergrenze	Gesamt	Strom[d]	Übrig[e]
2005	(1987 – 30 %)[f]	740	360	380
2020	(1987 – 45 %)[f]	580	360	220

[a] H.Q. = heimische Quellen.
[b] Imp. = Importe.
[c] Grob geschätzt, da strombezogene Daten für 1993 noch nicht vorliegen.
[d] Nicht vermeidbare CO_2-Emissionen bei Aufrechterhaltung des Niveaus der heimischen Kohleförderung, dies entspricht der oben zitierten längerfristigen Planung einschl. Hüttenkoks.
[e] Übrig = das für alle »übrigen Verwendungen« noch zur Verfügung stehende Jahreskontingent für energiebedingte CO_2-Emissionen.
[f] Emissionen 1987 der beiden deutschen Teilstaaten insgesamt = 1 053 Mio. t CO_2; 1990 etwa 5 % weniger.

Auswirkungen der Verstromung von Kohle

Fazit: Kohle und Klima

Verbleibt es bei der gegenwärtigen Planung für die Verstromung heimischer Stein- und Braunkohle in West und 0st, der nicht vermeidbaren Einfuhr von Drittlandkohle und dem Einsatz von Hüttenkoks aus heimischer Förderung, dann werden von den für 2020 maximal zulässigen CO_2-Emissionen – etwa 580 Mio. t/a – allein für die oben bezeichneten Kohleverwendungen etwa 60 % in Anspruch genommen werden[23]. Das dann verbleibende Restkontingent von etwa 230 Mio. t/a CO_2 wird für die übrigen Emissionsquellen auch bei drastischen Einsparungsmaßnahmen nicht entfernt ausreichen. Es handelt sich um fast die gesamte Wärmeversorgung der Industrie, der Kleinverbraucher und der Haushalte, die gesamte Verkehrwirtschaft und den Teil der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung, der sich auf Erdgas und Heizöl stützt.

[23] Wird, wie in Berlin am 5. April 1995 angekündigt, das Jahr 1990 als Bezugsgrundlage für die Emissionsreduktion gewählt, dann verringern sich ceteris paribus die 580 Mio. t/a auf etwa 550 Mio. t/a.

Dazu die folgenden Feststellungen:

Steinkohle

— Die **heimische Steinkohle** wird zu hohen Kosten gewonnen. Die Förderkosten liegen bei 280 DM/t, verglichen mit einem Kohle-Einfuhrpreis von derzeit etwa 80 DM/t. Allein für die Verstromung würde ein Preisausgleich jährlich etwa 7 Mrd. DM erfordern. Hinzuzurechnen ist das bislang aufgelaufene Defizit des Verstromungsfonds in Höhe von über 5 Mrd. DM, das nach dem Verstromungsgesetz bis Ende 1995 abzubauen ist. Die Kohlerunde in 1991 hat beschlossen, den subventionierten Absatz deutscher Steinkohle, der 1991 noch 63 Mio. t erreichte, schrittweise bis 2000 auf 50 Mio. t (35 Mio. t Verstromung und 15 Mio. t Kokskohle) zurückzuführen und dieses Niveau bis 2005 zu halten. Der Rückgang der deutschen Stahlerzeugung, deren Versorgung mit heimischer Kokskohle gegenwärtig mit jährlich etwa 3 Mrd. DM subventioniert wird, hat deren Anteil von 15 Mio. t aber in Frage gestellt.

rheinische Braunkohle

Garzweiler II

— Die **rheinische Braunkohle**, die bis vor einigen Jahren die Volkswirtschaft am kostengünstigsten mit Energie versorgte, erfuhr in den letzten Jahren eine beachtliche Verteuerung, weil die Kraftwerke mit kostspieligen Entschwefelungs- und Entstickungsmaßnahmen auszurüsten waren, für die insgesamt mehr als 20 Mrd. DM aufgewendet wurden. Letzthin war bei den Koalitionsverhandlungen zwischen Sozialdemokraten und Grünen in Nordrhein-Westfalen im Juni/Juli 1995 die Zukunft des Abbauvorhabens Garzweiler II im rheinischen Braunkohlerevier Gegenstand grundlegender Auseinandersetzungen. Man vermag nicht vorauszusagen, in welchem Ausmaß Garzweiler II nun wirklich erschlossen werden wird (s. auch Kapitel 3.3.2, S. 256).

LAUBAG, MIBRAG

— Problematisch ist schließlich die Zukunft der **Braunkohleförderung in den neuen Bundesländern** und deren Beitrag zur Sicherung der Stromversorgung. Die Jahresförderung wurde zwischen 1989 und 1992 von 310 Mio. t auf 130 Mio. t zurückgeführt. Es ist beabsichtigt, die zukünftige Förderung auf einem Niveau zu stabilisieren, das zwischen 70 und 90 Mio. t/a liegt. Alternativ könnte – im ganzen preisgünstigere – Einfuhrkohle oder auch russisches Erdgas verstromt werden. Die Präferenz für die ostdeutsche Braunkohle bedarf keiner Begründung.

Empfehlungen der Enquete-Kommission zur Kohle

In dieser fundamentalen politischen Frage hat die vom 12. Deutschen Bundestag eingesetzte Enquete-Kommission »Schutz der Erdatmosphäre« davon Abstand genommen, eine Handlungsempfehlung abzugeben. Sie hat sich darauf beschränkt, den Deutschen Bundestag von ihrer wohlbegründeten Feststellung zu unterrichten, daß *eine Politik der Aufrechterhaltung eines hohen Niveaus der Förderung heimischer Kohle nicht zu vereinbaren ist mit einer Politik ausreichender Reduktion der Emissionen klimaschädlicher Spurengase.*

Jedenfalls ist eine weitergehende Reduktion der Steinkohle-Förderung und/oder ein Zurückstecken bei den Plänen zum Erhalt bzw. zum Ausbau der Braunkohlegewinnung unerläßlich. Es versteht sich von selbst, daß dies politisch schwer durchzusetzen sein wird, da damit vorhandene oder potentielle Arbeitsplätze vernichtet werden.

7.3.5.3 Die Zukünftige Rolle der Erneuerbaren

Unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit sind die folgenden erneuerbaren Energien in Betracht zu ziehen:

Erneuerbare

- Derzeit **weitgehend wirtschaftlich**: Wasserkraft, Biomasse und Abfälle, Solarabsorber und einfache Sonnenkollektoren.
- An der **Schwelle der Wirtschaftlichkeit**: Windenergie, Elektrowärmepumpen und Solarkollektoren für Nahwärmenetze und Warmwassergroßsysteme.
- **Zusätzliche Optionen** über das Jahr 2000 hinaus: Solarkollektoren für Kleinsysteme, Photovoltaik und geothermische Kraftwerke.

Alle seriösen Untersuchungen zeigen, daß – abgesehen von der seit jeher genutzten Wasserkraft – der zu erwartende Beitrag der erneuerbaren Energien im ganzen recht begrenzt sein wird. Insbesondere ist Deutschland als Standort für die großtechnische Gewinnung von Solarenergie wenig geeignet. In den USA, in Nordafrika und auch in der GUS gibt es Regionen mit doppelt so hoher Einstrahlung von Sonnenenergie (vgl. Tabelle 7.14). Deshalb denkt man bei uns an eine Energieversorgung auf der Grundlage von *Wasserstoff*, der in Nordafrika solar erzeugt wird.

solare Einstrahlungen

Tabelle 7.14: Jährliche Einstrahlung von Sonnenenergie in verschiedenen Regionen

Land/Region	Solarenergieeinstrahlung kWh/m^2a
Deutschland	800–1 200
Spanien	1 700–1 900
USA	bis 2 300
Sahara/Rotes Meer	bis 2 600
Südafrika	bis 2 300

Sonneneinstrahlung

Tabelle 7.15: Die Rolle der »Erneuerbaren« in der Welt-Primärenergieversorgung

Jahr	Wasserkraft %	Traditionelle[a] %	»neue« Erneuerbare[b] %	Gesamt Mrd. t SKE[c]
1990	5	11	2	2 236
2020	7	10	4	3 942

[a] Nicht gehandelte Energien – vornehmlich pflanzliche und tierische Produkte und Nebenprodukte, die in den Entwicklungsländern Verwendung finden.
[b] Sonne, Wind, Erdwärme, Biomasse, Ozeane, kleine Wasserkraftwerke.
[c] 1 SKE (Steinkohleeinheit) = 29,3 GJ.
Quelle: World Energy Council: *Energy for Tomorrows World – Case B*, New York 1993.

Erneuerbare weltweit

Der *Weltenergierat* erwartet, daß die »Erneuerbaren« mit den aus Tabelle 7.15 abzulesenden Anteilen zur globalen Energieversorgung beitragen. Zu einem für möglich gehaltenen höherem Beitrag der Erneuerbaren zur

globalen Energieversorgung gab der Weltenergierat auf dem Weltenergiekongreß 1992 in Madrid den folgenden Kommentar:

WEC-Empfehlung zu Erneuerbaren

> Die Empfehlungen des 15. Weltenergiekongresses zu den Erneuerbaren in dem auf eine optimale Entwicklung Erneuerbarer ausgerichteten »Ecologically Driven Case (C) stützen sich auf den Bericht der Studiengruppe »Erneuerbare Energiequellen« der Konferenz. In diesem Bericht wird die Überzeugung ausgesprochen, es werde gelingen, den Beitrag der »Neuen Erneuerbaren« zur Welt-Energieversorgung bis zum Jahr 2020 auf 13 bis 14 % zu erhöhen. Im Bericht der Studiengruppe wird aber festgehalten, daß diese Erhöhung des Beitrags auf nahezu das zehnfache technisch möglich sei, aber nur erreicht werden könne auf der Grundlage einer umfassenden und dauerhaften neuen Anstrengung der gesamten internationalen Gemeinschaft, die eine geänderte Orientierung der Prioritäten der weltweiten Energiepolitik einschließt. Auf dem Kongreß wurde wiederholt zum Ausdruck gebracht, daß dies das äußerstenfalls Erreichbare sei.

7.3.5.4 Kernenergie ja oder nein

Kernenergie und Klima

Last but not least kann eine Verringerung der Emissionen klimawirksamer Spurengase durch einen Ausbau der Stromerzeugung aus Kernenergie erreicht werden. Umgekehrt würde eine Stillegung der derzeit betriebenen Kernkraftwerke und ersatzweise Stromerzeugung durch Kohle-, Öl- oder Gaskraftwerke (eine Umstellung auf erneuerbare Energien wäre nur längerfristig möglich) die globalen CO_2-Emissionen von derzeit etwa 22 Mrd. t/a um etwa 10 % erhöhen. In Deutschland, wo jährlich etwa 900 Mio. t CO_2 emittiert werden, wäre eine Erhöhung um etwa 15 % zu erwarten.

In dieser Lage ist verständlich, daß alle langfristigen Strategieüberlegungen zur Reduktion der CO_2-Emissionen auch der Kernenergie einen Platz zuweisen. In der Tat, es gibt kein seriöses globales Reduktionsszenario ohne Kernenergie.

zur CO_2-Minderung ist Kernenergie unerläßlich

Die Überlegungen und Untersuchungen nicht nur im Rahmen der vom 12. Deutschen Bundestag eingesetzten Enquete-Kommission »Schutz der Erdatmosphäre« haben eindeutig erwiesen, daß *ohne einen signifikanten, dauerhaften und letzthin steigenden Beitrag der Kernenergie zur Energieversorgung Deutschlands eine den klimapolischen Erfordernissen genügende Reduktion der vom Bundesgebiet ausgehenden Emissionen klimawirksamer Spurengase und hier vor allem von* CO_2 *nicht gelingen kann.*

alternative Kernenergie-Szenarien

Es wurden von der Enquete-Kommission die folgenden vier Fälle auf ihre klimatischen Konsequenzen hin untersucht:

(1) ein unverzüglicher Verzicht auf Kernenergie entsprechend dem von Greenpeace erstellten Ausstiegsszenario;

Das Greenpeace-Ausstiegs-Szenario
Was kostet der Atomausstieg?
Hamburg 1994

In einer 1994 von Greenpeace veröffentlichten Studie wird postuliert, ein bis spätestens 2000 forcierter Verzicht Deutschlands auf Kernenergie sei nicht nur ohne Nachteile für die Energieversorgung zu erreichen, sondern führe zudem auch zu geringeren Kosten und zu einer Verringerung der CO_2-Emissionen.
Diese Aussage, die sich auf eine in ein Szenario einmündende Modellvorstellung stützt, ist so offenkundig falsch, daß man sich nur fragen kann, liegt der Fehler im Modell oder in dem daraus abgeleiteten Szenario. Schon aufgrund simpler Überlegungen zeigt sich, daß ein Verzicht auf Kernenergie die Verminderung der Emissionen in jeder Hinsicht erschwert. Das zugrundeliegende Greenpeace-Szenario ist in wesentlichen Teilen nicht realisierbar und, soweit realisierbar, politisch nicht verantwortbar. Stichworte: nicht erreichbare Stromeinsparungen, ein alle realistischen Planungen übersteigender Einsatz Erneuerbarer, ein nicht vertretbares Maß an Subventionen aus öffentlichen Haushalten, eine Umstellung von Braunkohle auf Erdgas, die – zumal in Ostdeutschland – allen struktur- und beschäftigungspolitischen Belangen Hohn spricht und Erhöhungen der Stromerzeugungskosten die mit der Erhaltung des Standortes Deutschland nicht in Einklang gebracht werden können.

Kommentar zum Greenpeace-Ausstiegsmodell

(2) ein im Jahr 2020 abgeschlossener Ausstieg aus der Kernenergie bei Verzicht auf den Zubau neuer Kernkraftwerke mit zahlreichen strukturpolitischen Vorgaben zur zukünftigen Energieversorgung;
(3) eine Aufrechterhaltung der gegenwärtig erreichten Kernenergieleistung bis mindestens 2020 mit den unter (2) bezeichneten Vorgaben;
(4) ein optimaler Ausbau der Kernenergie – ein »Least Cost Szenario« ohne Vorgaben für den Einsatz heimischer Kohle.

Am deutlichsten ist die kritische Aussage im Fall (1), der der Kommentar des Autors im Kasten oben auf dieser Seite gilt.

Die Ergebnisse der Analysen der Fälle (2), (3) und (4) sind in Tabelle 7.16 zusammengefaßt – die Emissionsminderung bis 2020 ist dabei vorgegeben mit 45 %, bezogen auf 1987.

Energieszenarien

Die entscheidende Aussage ist die folgende:

Verglichen mit dem Referenzszenario errechnen sich die in Tabelle 7.17 wiedergegebenen *abdiskontierten Zusatzkosten* für eine Verringerung der vom gesamten Bundesgebiet emittierten energiebedingten Mengen an CO_2 zwischen 1990 und 2020. Diese Feststellungen ändern sich nur wenig, wenn man die Kosten der Kernenergie in vernünftigen Grenzen verringert oder erhöht.

Ausstiegskosten

In Tabelle 7.17 wird unterstellt, daß die Volkswirtschaft mit den Kosten eines Kernenergieverzichts etwa 17 Jahre lang belastet wird. Dies ist etwa die steuerliche Abschreibungszeit für Energieerzeugungsanlagen. Bei einer Amortisation innerhalb von 10 Jahren, das ist die Zeit zwischen 1995 und 2005, errechnen sich entsprechend höhere Jahresbeträge. Entscheidend ist

Energieverbrauch und CO_2-Emissionen in Deutschland

Tabelle 7.16: Entwicklung des Primär- und Endenergieverbrauchs (PEV und EEV) und der CO_2-Emissionen in Deutschland

Jahr	1987	1990	1993	2020			
Szenarien	........ist........			Ref[a]	R1[b]	R2[b]	LC[c]
Nuklear[d]	........ist........			. konstant .		out	Ausb.
PEV (Mio. t SKE)	522,0	504,9	482,0	478,6	383,1	351,4	448,2
–davon:							
–Steinkohle[e]	82,6	78,7	72,6	81,9	26,5	25,7	47,4
–Braunkohle[f]	121,7	109,2	67,3	54,2	27,2	27,2	3,8
–Mineralöl	180,8	178,8	196,0	182,4	123,4	111,8	166,3
–Erdgas	98,0	79,0	86,5	78,8	121,7	142,0	71,8
–Nuklear[g]	46,5	49,4	49,1	59,9	59,9	8,1[h]	136,7
–Erneuerbare	12,4	9,8	10,5	21,3	24,2	36,9	21,2
EEV (Mio. t SKE)	340	323	315	325	251	245	294
EEV (%)	100	100	100	100	100	100	100
–davon							
–Industrie	32,2	31,5	21,3	31,3	32,6	37,1	33,4
–Verkehr	21,2	25,2	28,2	31,0	35,9	25,9	33,7
–Haushalte	27,4	25,2	27,4	21,6	16,3	18,2	16,3
–Klein-Verbr.	19,3	18,4	18,1	16,1	15,2	18,8	16,5
CO_2-Emiss. Mio. t CO_2	1 058	1 004	894	887	582[i]	582[f]	582[f]

[a] Ref = Referenz-Szenario.
[b] R1 und R2 = Reduktions-Szenarien.
[c] LC = Least Cost Szenario.
[d] Kernenergievorgaben:

- konstant: Aufrechterhaltung der gegenwärtig erreichten Kernenergieleistung bis mindestens 2020.
- out: bis 2020 abgeschlossener Ausstieg aus der Kernenergie bei Verzicht auf den Zubau neuer Kernkraftwerke.
- Ausb.: optimaler Ausbau der Kernenergie – ein Least Cost Szenario ohne strukturpolitische Vorgaben zur Energieversorgung.

[e] Vorgabe: 2020 werden mindestens 25 Mio. t SKE deutsche Steinkohle eingesetzt.
[f] Vorgaben: 2020 werden in Ostdeutschland mindestens 80 Mio. t Rohbraunkohle und in Westdeutschland mindestens 106 Mio. t Rohbraunkohle eingesetzt.
[g] Einschließlich Stromimportsaldo.
[h] Ausschließlich Stromimporte.
[i] Vorgegeben ist eine Reduktion der gesamtdeutschen CO_2-Emissionen um 45 % bezogen auf den Stand in 1987 (1 058 Mio. t CO_2).

Tabelle 7.17: Abdiskontierte Zusatzkosten für eine Verringerung der CO_2-Emissionen in Deutschland

Verringerung bezogen auf 1987	um 40%		um 45%	
Beträge	—in Mrd. DM (1990)—			
	total	p.a.	total	p.a.
im Szenario R1 (konstanter Kernenergiebeitrag)	40	2,3	120	9,9
im Szenario R2 (Kernenergieverzicht bis 2005)	260	15,0	440	25,4
Zusatzkosten des Verzichts	220	12,7	320	15,5

Kosten einer CO_2-Minderung mit und ohne Kernenergie

die Aussage, daß ein *Verzicht auf Kernenergie* die Volkswirtschaft abgezinst mit rund 320 Mrd. DM (1990) belasten wird.

Im Ergebnis kann folgendes festgehalten werden:

Fazit: Kernenergie und Klima

1. Ein Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie entsprechend den Fällen (2), (3) und (4) führt, wenn man gewillt ist, die Reduktionsziele für 2020 einzuhalten, zu erheblichen Zusatzkosten für die Energieversorgung. Gegenüber dem Referenz-Szenario sind dies auf 1990 abdiskontiert 320 Mrd. DM.

Least Cost Szenario

2. In einem – »Least Cost« – Szenario, das insbesondere hinsichtlich des Einsatzes heimischer Kohle keine Strukturvorgaben enthält, und das damit weitgehend den Strukturbedingungen entspricht, die für die übrigen Länder der EU gegeben sind, werden die Kosten der Energieversorgung deutlich niedriger sein als im Referenzszenario.

Konsequenz einer unzureichenden CO_2-Minderung

3. Wird, wovon mit einiger Sicherheit auszugehen ist, Deutschland nur Mittel für eine CO_2-Minderungspolitik zur Verfügung haben, die deutlich niedriger sind als die etwa für den Fall eines Kernenergieverzichts bis 2005 genannten 320 Mrd. DM, dann wird es notwendig sein, die folgenden Konsequenzen hinzunehmen:

   a) Die CO_2-Emissionen werden sich weit weniger verringern, als dies gefordert wird. Eine Nachrechnung ergibt, daß wir sogar mit einer deutlichen Erhöhung werden rechnen müssen.
   b) Die bestehenden Planungen für den Einsatz heimischer Kohle werden kaum aufrechtzuerhalten sein.
   c) Die Stromerzeugungskosten, und damit die heimischen Erzeugungskosten, werden deutlich ansteigen und damit den Standort Deutschland, soweit es sich um energieintensive Unternehmen handelt, in Frage stellen.

keine Klimapolitik ohne Kernenergie

Aus alledem ist zu folgern, daß eine erfolgreiche Klimapolitik ohne einen signifikanten, dauerhaften und letzthin steigenden Beitrag der Kernenergie zur Energieversorgung Deutschlands erfolglos bleiben wird.

7.4 Perzeption, Akzeptanz und Akzeptabilität der Kernenergie

Bearbeitet von Ortwin Renn

7.4.1 Die zentrale Stellung der Risikoproblematik in modernen Gesellschaften

Kernenergiedebatte

Kaum eine technologische Entwicklung hat so viele öffentliche Debatten und Widerstände hervorgerufen wie die Einführung der Kernenergie. Standen zu Beginn der Kernenergiedebatte noch die instrumentalen Vor- und Nachteile der Kernenergie im Vordergrund der Auseinandersetzungen, so verlagerte sich der Schwerpunkt der Debatte auf die grundsätzlichen Probleme der Industriegesellschaft und ihre Risiken. Kernenergie wurde zum Symbol für eine auf Großtechnik und zentralisierte Risikosteuerung hin orientierte Gesellschaft[24]. Am Beispiel der Kernenergie entzündete sich der generelle Streit um die Akzeptabilität von technischen Risiken[25]. Obwohl Gefährdungen der menschlichen Gesundheit und der Umwelt durch natürliche oder technische Ereignisse zu allen Zeiten bestanden haben, ist Risiko erst in jüngster Zeit zu einem öffentlichen Thema geworden. Die Neuartigkeit des Themas »Risiko« ist auf vier Faktoren zurückzuführen[26]:

Thema: Risiko

1. Zu allen Zeiten haben Menschen Vorsorge gegen Gefahren getroffen. Der Mangel an antizipativem Wissen führte sie aber dazu, negative Ereignisse weniger als Resultate ihres eigenen instrumentellen Verhaltens, sondern sie vielmehr als »gottgegebene Strafe« oder Schicksalsschläge anzusehen. Mit der Zunahme des Wissens um kausale Wirkungsketten verfügt die Gesellschaft über Instrumente und Institutionen, um negative Ereignisse und ihre Folgen vorauszusehen (*Antizipation*) und entsprechende Gegenmaßnahmen zu entwerfen bzw. durchzuführen. Gleichzeitig wächst damit der moralische Anspruch, Risikovorsorge zu treffen, um negative Ereignisse auszuschließen oder zu begrenzen[27].

Risikovorsorge

2. Mit den Errungenschaften der Technik, Medizin und Hygiene hat sich der relative Anteil naturgegebener Gefahren (wie etwa Infektionskrankheiten) verringert und der *Anteil zivilisatorischer Risiken* (durch Technik, Ernährung oder Freizeitaktivitäten) *erhöht*. Unfälle im Straßenverkehr, Krebserkrankungen durch Rauchen, ungesunde Lebensweise und Umweltbelastungen gelten heute als dominante, individuelle Risikofaktoren in modernen Industriegesellschaften. Derartige Risiken sind auf die explizite gesellschaftliche oder individuelle Legitimation angewiesen, da sie nicht na-

zivilisatorische Risiken

[24] Siehe die theoretischen Ausführungen bei U. Beck: *Die Risikogesellschaft. Auf dem Weg in eine andere Moderne*, Suhrkamp, Frankfurt am Main 1986.

[25] G. Krücken: *Gesellschaft/Technik/Risiko. Analytische Strategien und rationale Strategien unter Ungewißheit*, Wissenschaftsforschung Report 36, Kleine Verlag, Bielefeld 1990, S. 15 ff.

[26] Die folgenden vier Faktoren gehen zurück auf den Beitrag in dem Buch: *Akademie der Wissenschaften zu Berlin, Umweltstandards*, De Gruyter, Berlin 1992, S. 248 f.

[27] Vgl. W. W Lowrance: *Of Acceptable Risk: Science and the Determination of Safety*, William Kaufman, Los Altos 1976; und O. Renn: *Risikowahrnehmung der Kernenergie*, Campus, Frankfurt am Main und New York 1984, S. 13 ff.

turgegeben, sondern durch menschliches Handeln hervorgerufen sind[28]. Bei naturgegebenen Risiken besteht allenfalls die ethische Verpflichtung, die negativen Konsequenzen zu minimieren oder ihnen vorzubeugen.

3. Die Evolution der Technik ist in weiten Bereichen durch eine Tendenz zur *Erhöhung des Katastrophenpotentials bei gleichzeitiger Reduzierung der Eintrittswahrscheinlichkeit* für das Eintreten eines solchen Falles gekennzeichnet. Die Möglichkeit großer Katastrophen, so gering auch ihre Wahrscheinlichkeit sein mag, wird bewußt in Kauf genommen, um einerseits die individuelle Schadenswahrscheinlichkeit gering zu halten, andererseits wirtschaftliche Vorteile in Form von Skaleneffekten zu nutzen[29]. Die Erhöhung des Katastrophenpotentials bei gleichzeitiger Verringerung des individuellen Schadensrisikos verlangt kollektive Entscheidungsprozesse (im Gegensatz zur persönlichen Entscheidung, ein Risiko in Kauf zu nehmen) und damit besondere Berücksichtigung der Verteilungswirkungen von Risiken[30].

Katastrophenpotential

4. Der individuelle *Grenznutzen ökonomischen Wohlstandes* ist im Zeichen wirtschaftlicher Prosperität und Konsumvielfalt gegenüber dem Grenznutzen von allgemeiner Gesundheit, sauberer Umwelt und psychischen Wohlbefindens *gesunken*[31]. Um so schwieriger ist es deshalb, Risiken zu rechtfertigen, deren Nutzen weitgehend ökonomischer Natur ist. Je jünger die Befragten und je mehr die wirtschaftliche Lage des einzelnen von der wirtschaftlichen Gesamtlage abgekoppelt ist (etwa durch Berufstätigkeit im staatlichen Bereich)[32], desto intensiver wirkt sich diese Verschiebung der Präferenzen aus[33].

Zentralität technischer Risiken

Alle vier Faktoren haben dazu beigetragen, daß Risiko als gesellschaftliches Problem erkannt wurde und politische Schlagkraft gewonnen hat. Mit der Verbesserung der Prognosefähigkeit und der zunehmenden moralischen Selbstverpflichtung der modernen Gesellschaft, Risiken zu begrenzen, wachsen die Ansprüche der Bürger an gesellschaftliche Gruppen und vor allem an politische Entscheidungsträger, die Zukunft aktiv zu gestalten und antizipativ auf mögliche Gefährdungen durch die natürliche und technische Umwelt

Prognosefähigkeit

[28] C. Hohenemser, R. W. Kates und P. Slovic: *The Nature of Technological Hazard*, Science, 220, 1983, S. 378–384.

[29] C. Perrow: *Normal Accidents*, Basic Books, New York 1984; sowie Renn 1984, a.a.O., S. 32–34.

[30] D. MacLean: *Understanding the Nuclear Power Controversy*, in: H. T. Engelhardt, Jr. und A. L. Caplan (Hrsg.): *Scientific Controversies: Case Studies in the Resolution and Closure of Disputes in Science and Technology*, Cambridge University Press, Cambridge/UK 1987, S. 567–582.

[31] H. Klages: *Wertorientierungen im Wandel*, Campus, Frankfurt am Main und New York 1984, S. 107 ff.

[32] Huber weist beispielsweise in einer empirischen Untersuchung über Technikbilder in der Bevölkerung nach, daß 71 % der Ingenieure, 38 % der Beamten, 25 % der bildenden Künstler und 15 % der in sozialen Berufen beschäftigten Personen ein eutopisches (bewußt positives) Weltbild von der Technik haben (zitiert nach: P. Wiedemann und H. Jungermann: *Energy and the Public: Country Report FRG*, in: World Energy Council (Hrsg.): *Energy and the Public*, bearbeitet von dem *Subcommittee on Energy and the Public* der Welt-Energiekonferenz. Vol. 2: Country Reports, WEC, London 1989, Anlage 1, Tabelle 102.

[33] D. Schröder, H. Bülow, H. Wolff, und P. Hofer: *Politik, Wertwandel, Technologie – Ansatzpunkte für eine Theorie der sozialen Entwicklung*, Schriftenreihe Technologie und Beschäftigung, Band 6, Econ, Düsseldorf und Wien 1982, S. 248 ff.

zu reagieren. Sicherheit gegen zukünftige Gefahren und vorausschauendes Risikomanagement sind daher zentrale Anliegen nahezu aller Bevölkerungsgruppen in Deutschland[34].

Kennzeichnend für die gesellschaftliche Bewältigung der Risikoproblematik ist die selektive Auswahl von Risiken, in denen sich das Unbehagen in der Modernität[35] manifestiert. Gesellschaftliche Konflikte haben allgemeine Ursachen und bedingen allgemeingültige Konsequenzen, aber sie entzünden sich an konkreten Objekten oder Themen. Im Streit um Risiken ist es vor allem die Kernenergie und die mit ihr verbundenen Unfall- und Strahlenrisiken, an denen sich stellvertretend die Konflikte um die gesellschaftliche Bewältigung von Risiken entladen haben. Umfragen in Ländern, in denen Kernkraftwerke im Bau oder Betrieb sind, zeigen deutlich, daß über alle Kulturgrenzen hinweg Ängste und Unbehagen das Verhältnis der Bevölkerung prägen[36]. Die sozialwissenschaftlichen Untersuchungen zu diesem Phänomen deuten auf zwei wichtige Faktoren hin, die für die Sündenbockfunktion der Kernenergie verantwortlich sein können: zum einen die negative Wahrnehmung des Kernenergierisikos und zum zweiten die Stellvertreterrolle der Kernenergie für eine an Wachstum orientierte Industriekultur. Auf beide Erklärungsansätze soll im folgenden eingegangen werden.

gesellschaftliche Konflikte

Sündenbockfunktion der Kernenergie

7.4.2 Die intuitive Erfassung und Bewertung von Risiken

Welche Assoziationen verbinden Menschen mit unterschiedlichen Techniken und warum ist es gerade die Kernenergie, die eine Polarisierung in Befürworter und Gegner begünstigt?[37] Die empirische Erforschung der subjektiven Risikowahrnehmung hat zu dieser Frage einige wichtige Erkenntnisse erbracht: Individuen verfügen über eine Reihe von Heurismen, nach denen sie die Wahrscheinlichkeit von negativen Folgen abschätzen und beurteilen[38]. Technische Risikoexperten setzen Risiko mit durchschnittlicher Verlusterwartung pro Zeiteinheit gleich. Laien nehmen dagegen Risiken als ein komplexes, mehrdimensionales Phänomen wahr, bei dem subjektive Verlusterwartungen (geschweige denn die statistisch gemessene Verlusterwartung) nur eine untergeordnete Rolle spielen, während der Kontext der riskanten

Verlusterwartung

---

[34] Siehe Klages, 1984, a.a.O., S. 82 f.

[35] P. Berger, B. Berger und H. Kellner: *Das Unbehagen in der Modernität*, Campus, Frankfurt am Main und New York 1973.

[36] World Energy Council (WEC): *Energy and the Public*, bearbeitet von dem *Subcommittee on Energy and the Public*, Vol. 1: *Overview and Comparison*, WEC, London 1989.

[37] Die folgenden Ausführungen finden sich in ähnlicher Weise in: O. Renn: *Elektrizität und Gesellschaft: Herausforderungen der Postmoderne*, in: A. Voß (Hrsg.): *Die Zukunft der Stromversorgung*, VWEW, Frankfurt 1992, S. 203–229, hier S. 206 ff.

[38] Siehe die zusammenfassenden Artikel: L. D. Ross: *The Intuitive Psychologist and his Shortcomings: Distortions in the Attribution Process*, in: L. Berkowitz (Hrsg.): *Advances in Experimental Social Psychology*, Band 10, Random House, New York 1977, S. 173–220; sowie V. T. Covello: *The Perception of Technological Risks: A Literature Review*, Technological Forecasting and Social Change, 23, 1983, S. 285–297.

Situation maßgeblich die Höhe des wahrgenommen Risikos beeinflußt. Vergleicht man etwa statistisch gegebene mit den intuitiv wahrgenommenen Verlusterwartungen, dann weisen die meisten Studien überraschenderweise eine relativ gute Übereinstimmung zwischen Expertenschätzung und Laienperzeption nach, sofern man einen ordinalen Vergleichsmaßstab ansetzt (Ordnen von Risiken nach Größenordnung der Verlusterwartung). Das heißt: Es ist nicht so sehr die Ignoranz der Laien über die tatsächlichen Risikoausmaße einer Technologie, die zur Diskrepanz zwischen Laienurteil und Experturteil führt, sondern vielmehr das unterschiedliche Verständnis von Risiko. Auch wenn man jemanden wahrheitsgemäß über die durchschnittliche Verlusterwartung aufklärt, mag die betreffende Person an ihrer intuitiven Risikobewertung nach wie vor festhalten, weil die durchschnittliche Verlusterwartung nur *einen* Bestimmungsfaktor unter vielen zur Beurteilung der *Riskantheit* darstellt [39].

unterschiedliches Verständnis von Risiko zwischen Experten und Laien

Unterschiede zwischen wahrgenommenen und statistisch berechneten Verlusterwartungen sind also nicht dramatisch, sie weisen aber eine Reihe von systematischen Eigenschaften auf, durch die auftretende Diskrepanzen erklärt werden können. Darunter fallen[40]:

wahrgenommene und belegbare Verlusterwartungen

— Je mehr Risiken mental verfügbar sind, je stärker sie also im Gedächtnis abgespeichert sind, desto eher wird ihre Wahrscheinlichkeit überschätzt.

— Je mehr Risiken Assoziationen mit bereits bekannten Ereignissen wecken, desto eher wird ihre Wahrscheinlichkeit überschätzt.

— Je kontinuierlicher und gleichförmiger Verluste bei Risikoquellen auftreten und je eher katastrophale Auswirkungen ausgeschlossen sind, desto eher wird das Ausmaß der durchschnittlichen Verluste unterschätzt.

— Je mehr Unsicherheit über die Verlusterwartungen bestehen, desto eher erfolgt eine Abschätzung der durchschnittlichen Verluste in der Nähe des Medians aller bekannten Verlusterwartungen. Demgemäß kommt es oft zu einer Überschätzung von Verlusterwartungen bei objektiv geringfügigen Risiken und zu einer Unterschätzung der Risiken bei objektiv hohen Risiken.

Die Überschätzung oder Unterschätzung von Verlusterwartungen ist aber nicht das wesentliche Kriterium in der Wahrnehmung von Risiken. Die Kontextabhängigkeit der Risikobewertung ist der entscheidende Faktor. Diese Abhängigkeit von den Begleitumständen ist nicht willkürlich, sondern folgt gewissen Gesetzmäßigkeiten. Diese lassen sich durch gezielte psychologische Untersuchungen aufdecken.

Kontextabhängigkeit der Risikobewertung

Die Forschung hat inzwischen ellenlange Listen von Begleitumständen, den sogenannten *qualitativen Faktoren*, aufgestellt. In der Regel werden diese Listen mit Hilfe der Faktorenanalyse auf wenige bedeutsame Mischfaktoren

Qualitätsfaktoren

[39] Vgl. dazu: H. Otway und D. von Winterfeldt: *Beyond Acceptable Risk: On the Social Acceptability of Technologies*, Policy Sciences 14, 1982, S. 247–256.

[40] Vgl. hierzu A. Tversky und D. Kahneman: *Judgment under Uncertainty. Heuristics and Biases*, Science 85, 1974, S. 1124–1131; und L. C. Gould, G. T. Gardner, D. R. DeLuca, A. R. Tiemann, L. W. Doob und J. A. J. Stolwijk: *Perceptions of Technological Risks and Benefits*, Russell Sage, New York 1988, S. 45–59.

reduziert[41]. Untersuchungen in den USA, in Großbritannien, in den Niederlanden, in Österreich und in Deutschland[42] haben folgende Faktoren als relevant identifizieren können:

- Gewöhnung an die Risikoquelle,
- Freiwilligkeit der Risikoübernahme,
- Persönliche Kontrollmöglichkeit des Riskantheitsgrades,
- Sicherheit fataler Folgen bei Gefahreneintritt,
- Möglichkeit von weitreichenden Folgen,
- Unerwünschte Folgen für kommende Generationen,
- Sinnliche Wahrnehmbarkeit von Gefahren,
- Eindruck einer gerechten Verteilung von Nutzen und Risiko,
- Eindruck der Reversibilität der Risikofolgen,
- Kongruenz zwischen Nutznießer und Risikoträger,
- Vertrauen in die öffentliche Kontrolle und Beherrschung von Risiken.

Die Bedeutung dieser qualitativen Merkmale zur Beurteilung von Risiken bietet eine naheliegende Erklärung für die Tatsache, daß ausgerechnet die Risikoquellen, die bei der technischen Risikoanalyse als besonders risikoarm abschneiden, bei der Bevölkerung den größten Widerstand auslösen. Die als kontrovers angesehenen Risikoquellen, wie etwa die Kernenergie, werden besonders häufig mit negativ geladenen Attributen, dagegen Freizeitrisiken mit eher positiven Attributen assoziiert[43].

multidimensionales Bewertungsraster

Mit den psychologischen Untersuchungen der Risikowahrnehmung kommt man daher einen Schritt weiter in der Analyse der realen Risikobewertung in der Gesellschaft. Die zu beobachtende Diskrepanz zwischen den Ergebnissen der technischen Risikoabschätzungen der Experten und den intuitiven Bewertungen dieser Risiken durch die Bevölkerung ist nicht in erster Linie eine Folge der Unwissenheit über statistisch gegebene Erwartungswerte oder Ausdruck nicht nachvollziehbarer Gedankengänge, sondern Zeichen eines multidimensionalen Bewertungsrasters, in dem der erwartbare Schaden nur ein Faktor unter vielen ist.

7.4.3 Die soziale und kulturelle Sprengkraft des Themas Kernenergie

Atombombe und Kerntechnik

Seit Beginn der Nutzung der Kernenergie ist in der Bevölkerung ein Unbehagen entstanden, das sich anfangs aus der gedanklichen *Verbindungskette Atombombe und Kerntechnik* nährte, später aber zunehmend die Furcht des

[41] P. Slovic, B. Fischhoff, und S. Lichtenstein: *Perceived Risk: Psychological Factors and Social Implications*, in: *Proceedings of the Royal Society*, A 376, Royal Society, London 1981, S. 17–34.

[42] Siehe Zusammenfassung in: O. Renn: *Risikowahrnehmung: Psychologische Determinanten bei der intuitiven Erfassung und Bewertung von Risiken*, in: G. Hosemann (Hrsg.): *Risiko in der Industriegesellschaft: Analyse, Vorsorge, Akzeptanz*, Erlanger Universitätsbibliothek, Erlangen 1989, S. 167–192.

[43] P. Slovic: *Perception of Risk*, Science 236, 1987, S. 280–285.

Menschen vor einer verselbständigten technischen Entwicklung widerspiegelte. Dieses Phänomen ist nicht neu. Zu allen Zeiten des Industrialisierungsprozesses gab es Kassandrarufe über die Seelenlosigkeit der Technik. Und immer wieder entzündete sich das Unbehagen an der technischen Entwicklung an bestimmten, symbolträchtigen Technologien. Auf dem Hintergrund der beschriebenen Wahrnehmungsschere zwischen Experten und Laien ist es verständlich, daß Kernenergie zu einem geeigneten Kandidaten für eine solche symbolische Stellung in der Gesellschaft wurde. Aber noch mehr Gründe spielen hier ein wichtige Rolle[44].

1. In der Kernenergie manifestiert sich eine synergetisch wirkende Sprengkraft von vermuteter technischer Omnipotenz und erlebter Enttäuschung. Die 1954 ins Leben gerufene »Atoms for Peace« Bewegung versprach all die Segnungen, die die Menschen mit der Moderne verbanden: unbegrenzte Energiebereitstellung, Kostengünstigkeit, klinische Sauberkeit und technische Eleganz. Gleichzeitig verkörperte die Kernenergie in den Augen vieler Zeitgenossen den Triumphzug des analytisch-reduktionistischen Denkens und zementierte den *Glauben an die Allmacht technischen Wissens über die Natur.* In dem Maße, wie Kernenergie zum Inbegriff der Moderne erhoben wurde, war sie prädestiniert, Symbol der Anti-Moderne zu werden. An ihr konnte man die vermeintliche Hybris des Menschen, seine eigenen Grenzen zu überschreiten, demonstrieren[45].

   Symbol der Anti-Moderne

2. Die wahrgenommene Bedrohung der Lebenswelt durch Kernenergie ist durch den Abwurf der Atombomben auf Japan besonders eindringlich und anschaulich dokumentiert worden. Nicht von ungefähr sind Anti-Kernkraftbewegung und Friedensbewegung so eng miteinander verbunden[46]. Die Zerstörungskraft der Atombomben rückte einerseits die bis dahin nur theoretisch denkbare *Möglichkeit der Selbstvernichtung der Gattung Mensch* in den Bereich praktischer Realität und lenkte andererseits die Aufmerksamkeit der Menschen auf die irreversiblen Zerstörungen, die sich als Folge der großflächigen Technisierung der Umwelt einstellen können.

   irreversible Eingriffe in die Natur

3. Die von kulturellen Eliten getragene Technikskepsis fand bei der Bevölkerung so breiten Widerhall, weil die intuitiven Wahrnehmungsmuster gegenüber dieser Technik besonders sensitiv sind. Die Diskrepanz zwischen der Risikoerfassung der meisten technischen Experten, deren Weltbild überwiegend von den Werten der Moderne geprägt sind, und der Risikowahrnehmung der Bevölkerung, die -zunächst unbeeinflußt von weltanschaulichen Faktoren- Staunen, aber auch Skepsis und Angst umfaßte, erzeugte ein politisches Spannungsfeld, das *Vertrauen in technische und politische Eliten*

   Vertrauensverlust

[44] Siehe die ähnlichen Ausführungen in: O. Renn: *Elektrizität und Gesellschaft: Herausforderungen der Postmoderne*, a.a.O., S. 203–229, hier 216 ff.

[45] O. Renn: *Risikowahrnehmung der Kernenergie*, Campus, Frankfurt am Main und New York 1984, S. 199 ff.

[46] N. S. J. Watts: *Mobilisierungspotential und gesellschaftspolitische Bedeutung der neuen sozialen Bewegungen*, in: R. Roth und D. Rucht (Hrsg.): *Neue soziale Bewegungen in der Bundesrepublik Deutschland*, Campus, Frankfurt und New York 1987, S. 47–67.

zum Wanken brachte und für viele, vor allem lokal betroffene Bürger, handlungsmotivierend wirkte[47].

Big Business

4. Mit der Realisierung der Kernenergie verbanden sich auch andere soziale Errungenschaften der Moderne, die ins Kreuzfeuer der Kritik geraten waren. Die Kernenergie bietet eine ideale Zielscheibe gegen »big business« und gegen das monopolartige Zusammenwirken von Staat und Wirtschaft. Sie verkörpert den *Kulminationspunkt zentraler Technik* und steht sinnbildlich für funktionale Arbeitsteilung und komplexe Wirtschaftsstruktur. Kurzum alles, was Undurchschaubarkeit signalisiert und hohe Vertrauensvorleistungen erfordert, steht im engen Zusammenhang mit der Kernenergienutzung. Wo dieses Vertrauen brüchig wird, bleibt auch die Technik von der Kritik nicht ausgespart.

Zeitbombe

5. Die einmal in Gang gesetzte Auseinandersetzung um Kernenergie entpuppte sich mehr und mehr als eine Zeitbombe, weil die für pluralistische Gesellschaften so typische Kanalisierung von politischen Konflikten mit Hilfe routinierter Mechanismen der politischen Einflußnahme durch bestehende Interessengruppen und politische Parteien weitgehend ausblieb[48]. Die Debatte um die Nutzung und den Ausbau der Kernenergie verlief in Deutschland zumindest in den ersten Jahren der Konfliktverschärfung quer zu den meisten politischen Strömungen und ließ sich nicht in die bestehenden politischen Strukturen von rechts versus links einordnen[49]. Das Thema Kernenergie sprengte also den Rahmen der traditionellen Vereinnahmung von Themen durch professionelle politische Gruppen (etwa Parteien oder Gewerkschaften). Diese Sprengkraft machte sich in der *Etablierung von neuen politischen Ausdrucksformen* Luft.

Die mangelnde Möglichkeit, den aufkeimenden Protest gegen die Kernenergie in politische Prozesse zu kanalisieren und in repräsentative Institutionen zu verlagern, begünstigte in der Frühphase des Kernenergiekonfliktes die Entstehung von spontanen Organisationen. Da sich viele von den Parteien oder anderen organisierten Interessengruppen in der Frage der Kernenergie nicht mehr hinreichend vertreten fanden, entstanden neue soziale Bewegungen, die *auf der Grundlage hoher symbolischer Integration (gemeinsamer Wertefundus) und geringer Rollenspezifikation (egalitäre Steuerungsstruktur)* Einfluß auf das Ergebnis der Konfliktaustragung nehmen wollten[50]. Das Mobilisierungspotential für die Anti-Kernkraft-Bewegung war auch deshalb so groß, weil die egalisierende Wirkung des Kernenergie-

Anti-Kernkraft-Bewegung

[47] H. Jungermann: *Die öffentliche Diskussion technologischer Mega-Themen: Eine Herausforderung für Experten und Bürger*, in: H. Jungermann, W. Pfaffenberger, G. F. Schäfer und W. Wild (Hrsg.): *Die Analyse der Sozialverträglichkeit für Technologiepolitik*, HTV, München 1986, S. 92–101, hier S. 95 f.

[48] D. Fuchs: *Die Einstellung zur Kernenergie im Vergleich zu anderen Energiesystemen*, Arbeiten zur Risikokommunikation, Heft 19, Forschungszentrum Jülich, Februar 1991, S. 5.

[49] E. A. Andritzky und U. Wahl-Terlinden: *Mitwirkung von Bürgerinitiativen an der Umweltpolitik*, Forschungsbericht 77, hrsg. von dem Institut für Zukunftsforschung, Umweltbundesamt, Berlin 1978.

[50] J. Raschke: *Zum Begriff der sozialen Bewegung*, in: R. Roth und D. Rucht (Hrsg.): *Neue soziale Bewegungen in der Bundesrepublik Deutschland*, Campus, Frankfurt am Main und New York 1987, S. 19–29, hier S. 21.

risikos eine Rekrutierung aus nahezu allen sozialer Klassen und Schichten ermöglichte[51].

Mit der neuen sozialen Bewegung entstanden auch neue Formen der politischen Auseinandersetzung, die von Massendemonstrationen bis zu Bauplatzbesetzungen reichten. Die Aufweichung der traditionellen Formen politischer Willensbildung war deshalb möglich, weil das politische System wegen fehlender Rollen- und Normentraditionen plastischer gegenüber Neuerungen von Spielregeln und toleranter gegenüber begrenzten Regelverletzungen reagierte. Die Debatte um Kernenergie erwies sich damit als Vorreiter für unkonventionelle politische Ausdrucksformen und für ein neues Selbstverständnis des Bürgers innerhalb der politischen Kultur.

politische Auseinandersetzung

7.4.4 Die aktuelle Einstellung der deutschen Bevölkerung zur Kernenergie

Die Bereitschaft der Bevölkerung, kerntechnische Anlage in ihrer Nähe zu tolerieren, ist in Deutschland sehr gering und läßt sich je nach Umfrage auf 15 bis 30 % der Befragten festlegen[52]. Dabei hat sich das Meinungsspektrum zum Thema Kernenergie stärker polarisiert als bei vergleichbaren Themen, wie Naturschutz, Frieden, Emanzipation oder Gentechnologie. Die Zahl der Indifferenten ist gering, die Zahl der entschiedenen Gegner oder entschiedenen Befürworter der Anti-Kernkraftbewegung ist relativ hoch. Nach dem Unfall von Tschernobyl hat sich das Meinungsspektrum weitgehend zugunsten der Kernenergiegegner verschoben[53]. Die Mehrheit der Deutschen ist heute gegen den weiteren Ausbau der Kernenergie, allenfalls mehrheitlich für den Weiterbetrieb der bestehenden Anlagen.

Unfall von Tschernobyl

Beim internationalen Vergleich fällt auf, daß in den Ländern, in denen die Kernenergie gar nicht oder nur marginal genutzt wird, die Opposition am stärksten ist. Selbst bei Vorgabe moderater Antwortkategorien übersteigt die Zahl der Gegner in diesen Ländern die 50 % Marke (etwa in Griechenland, Portugal, Dänemark)[54]. Mit etwas über 40 % Opposition liegen Deutschland (Westteil) und Spanien an der Spitze der Länder, in denen Kernenergie genutzt wird. Großbritannien, die Niederlande und Italien liegen eher im Mittelfeld mit einer Spannweite von 30–37 % Opposition, während Belgien und Frankreich den geringsten Prozentsatz an Kernenergiegegnern aufweisen. In keinem europäischen Land ist der Anteil der Befürworter größer als der Anteil der Gegner. Auffallend ist darüber hinaus, daß in fast allen Ländern der EU die Zahl der Gegner tendenziell seit

---

[51] U. Beck: *Die Risikogesellschaft. Auf dem Weg in eine andere Moderne*, Suhrkamp, Frankfurt/Main 1986, S. 46 ff.

[52] P. Wiedemann und H. Jungermann: *Energy and the Public: Country Report for the Federal Republic of Germany*, in: World Energy Council (Hrsg.): *Energy and the Public*, bearbeitet von dem *Subcommittee on Energy and the Public*, Vol. 2: Country Reports, WEC, London 1989.

[53] Vgl. O. Renn: *Public Responses to the Chernobyl Accident*, Journal of Environmental Psychology, 10, 1990, S. 151–167.

[54] Eurobarometer 1993, European Commission, Brüssel 1993.

dramatischer Rückgang der Befürworter in Ostdeutschland

1989 abnimmt, während in Deutschland (West und Ost) die Zahl der Gegner in diesem Zeitraum leicht zugenommen hat. Besonders dramatisch ist dieser Trend in den neuen Bundesländern. Dies drückt sich weniger in der Zunahme gegnerischer Positionen als vielmehr in der Abnahme befürwortender Positionen aus. Die Zahl der Befürworter ging in nur zwei Jahren von 34 auf 18 % an der Gesamtbevölkerung (Ost) zurück.

Außerhalb der Europäischen Union sind auch in jüngster Zeit Meinungsumfragen durchgeführt worden. Diese sind jedoch schwer vergleichbar, da die Fragestellung unterschiedlich formuliert ist. Selbst bei so einem polarisierten Thema wie Kernenergie reagieren die Befragten sensitiv auf die Fragestellung. Fragt man beispielsweise, ob die Kernenergie ein bedeutende Energiequelle für die Zukunft sei, sind in nahezu allen Ländern Prozentzahlen über 50 zu verzeichnen; fragt man dagegen nach der Akzeptanz eines ortsnahen Kraftwerkes oder sogar einer Entsorgungsanlage, liegen die Akzeptanzwerte in der Regel unter 30 %[55]. Eine der EU vergleichbaren Fragestellung wurde von Harris Anfang 1993 in den USA benutzt[56]. Bei dieser Umfrage äußerten 39 %, die Risiken der Kernenergie seien so inakzeptabel, daß auf eine weitere Nutzung der Kerntechnik verzichtet werden sollte, 14 % wünschten sich einen weiteren Ausbau der Kernenergie und 42 % wollten sich nicht festlegen (5 % keine Antwort). Hohe Indifferenzanteile sind in den USA keine Seltenheit: diese »schweigende« Mehrheit wechselt die Meinung dann, wenn aus übergeordneten Gründen eine pro- (nach Energiekrisen) oder contra-Haltung (nach Unfällen) opportun erscheint. In Europa sind die Fronten dagegen mehr verhärtet; dies trifft vor allem auf die Bevölkerung von Deutschland (Westteil) zu.

schweigende Mehrheit

7.4.5 Die Akteure im Konflikt um Kernenergie

Die Intensität sozialer Konflikte ist weitgehend abhängig von der numerischen Stärke der am Konflikt beteiligten Gruppen und dem Grad der Handlungsmotivation ihrer Mitglieder. Daneben spielen *organisatorische Faktoren*, wie Reaktionsgeschwindigkeit und Medienwirksamkeit, und *rezeptive Faktoren*, wie die Nähe der im Konflikt manifestierten Werte und Ziele zu allgemein akzeptierten Leitideen, eine entscheidende Rolle[57].

Im Streit um Kernenergie sind diese vier Faktoren in besonderer Weise wirksam geworden. Zunächst einmal hat dieses Thema die Bürger Deutschlands stärker mobilisiert als jedes andere Thema zuvor. Zu Ende der 70er Jahre zählte der Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz mehr

Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz

[55] Vgl. D. Jaufmann, F. Kilzer, E. Kistler und M. Pfaff: *Technikakzeptanz bei Jugendlichen im intergenerationalen, internationalen und intertemporalen Vergleich*, in: D. Jaufmann und E. Kistler (Hrsg.): *Sind die Deutschen Technikfeindlich?*, Leske und Budrich, Opladen 1988, S. 23–76, hier S. 46–48.

[56] Harris: *Poll 1993*.

[57] Die folgenden Ausführungen sind weitgehend entnommen aus: Akademie der Wissenschaften zu Berlin: *Umweltstandards*, De Gruyter, Berlin 1992, S. 256 ff.

Mitglieder als die mitgliederstärkste Partei[58]. Bei einer Umfrage des Sinus Instituts unter Jugendlichen war es ebenfalls nur die Kernenergie, die zu einer klaren Polarisierung in Gegner und Befürworter führte, während andere Themen, wie etwa die Friedensbewegung, auf breite Sympathie, oder, wie Hausbesetzungen, auf breite Ablehnung stießen[59]. Das hohe Mobilisierungspotential hat auf der einen Seite psychologische Ursachen, auf die bereits eingegangen worden sind, zum anderen spielen soziale Faktoren, die sich aus der besonderen Zusammensetzung der sich gegenüberstehenden Gruppen (Befürworter und Gegner) ergeben, eine wichtige Rolle. Aus welchen Gruppen in der Gesellschaft setzen sich Befürworter und Gegner der Kernenergie zusammen?

Profil von Kernenergiebefürwortern und -gegnern

Aus der Vielzahl der Einstellungsuntersuchungen zur Kernenergie läßt sich – wenn auch nur tendenziell – ein typisches Profil des Kernenergiebefürworters oder -gegners zeichnen[60]. Der typische Befürworter der Kernenergie gehört zur mittleren Altersgruppe (zwischen 40 und 55 Jahren), verfügt über eine kaufmännische oder technische Ausbildung und ist häufig in Privatbetrieben beschäftigt. Eine ablehnende Haltung zur Kernenergie ist häufiger bei Personen mit akademischen Abschluß, vor allem der Geisteswissenschaften, bei Beschäftigten in kulturellen Berufen, bei Angestellten im öffentlichen Dienst und bei Personen im Alter zwischen 25 und 35 zu finden. Personen, die einen technik-orientierten Beruf ausüben, sind eher kernenergiefreundlich und dies um so mehr, je höher die Schichtzugehörigkeit ist. Umgekehrt gilt für Personen, die im Dienstleistungssektor beschäftigt sind, daß sie eher ablehnende Haltungen gegenüber der Kernenergie einnehmen. Die ablehnende Haltung wächst ebenfalls mit zunehmender Schicht-

[58] E. A. Andritzky und U. Wahl-Terlinden: *Mitwirkung von Bürgerinitiativen an der Umweltpolitik*, Forschungsbericht 77, hrsg. von dem Institut für Zukunftsforschung, Umweltbundesamt, Berlin 1978.

[59] Sinus Institut: *Die verunsicherte Generation. Jugend und Wertwandel*, Sinus, Opladen 1983.

[60] Die folgende Darstellung der befürwortenden und ablehnenden Positionen zur Kernenergie speist sich aus verschiedenen Quellen und eigenen Untersuchungen. Vor allem sind zu nennen: G. Becker, J. V. Berg und R. Coenen: *Überblick über empirische Ergebnisse zur Akzeptanzproblematik der Kernenergie*, Bericht des Kernforschungszentrums Karlsruhe, KfK 2964, Karlsruhe, Mai 1980; D. Frederichs, G. Bechmann und F. Gloede: *Großtechnologien in der gesellschaftlichen Kontroverse. Ergebnisse einer Bevölkerungsbefragung zu Energiepolitik, Kernenergie und Kohle*, Bericht des Kernforschungszentrums Karlsruhe, KfK 3342, Karlsruhe 1983; E. D. Heller: *Umfragen zur Kernenergie. Analysen demoskopischer Ergebnisse*, Battelle Institute, Bericht 400/5, Battelle, Frankfurt am Main 1980; Institut für Demoskopie Allensbach: *Kernenergie und Öffentlichkeit. Eine Analyse für das Deutsche Atomforum*, Allensbach 1984; H. P. Peters: *Risikokommunikation: Kernenergie*, in: H. Jungermann, B. Rohrmann und P. Wiedemann (Hrsg.): *Risikokontroversen – Konzepte, Konflikte, Kommunikation*, Springer, Berlin 1991, S. 62–159; H. P. Peters, G. Albrecht, L. Hennen und H. U. Stegelmann: *Die Reaktionen der Bevölkerung auf die Ereignisse in Tschernobyl. Ergebnisse einer Befragung*, Bericht der Kernforschungsanlage Jülich, Jül-Spez-400, Jülich, Mai 1987; O. Renn: *Risikowahrnehmung der Kernenergie*, Campus, Frankfurt am Main und New York 1984; P. Wiedemann und H. Jungermann: *Energy and the Public: Country Report FRG*, a.a.O., 1989; B. Wieland: *Empirische Untersuchungen zur Technikakzeptanz*, Bericht Nr. 7/87, Forschungsstelle für gesellschaftliche Entwicklungen an der Universität Mannheim, FGE, Mannheim 1987.

Frauen skeptischer als Männer

zugehörigkeit bei nicht-technischen und wirtschaftsfernen Berufsgruppen. Schließlich sind Frauen weitaus skeptischer gegenüber der Kernenergie eingestellt als Männer.

Kernenergiegegner sind weitgehend davon überzeugt, daß die Frage der Kernenergienutzung eine politische Angelegenheit sei und nur durch politische Gremien (und nicht etwa durch technische oder wissenschaftliche Institutionen) entschieden werden sollte. Sie fühlen sich vor allem dem Umweltschutz verbunden und sind skeptisch gegenüber der Leistungsfähigkeit von Technik und Wissenschaft, anstehende Probleme zu lösen. Kernenergiebefürworter äußern dagegen ein relativ hohes Vertrauen in die Leistungsfähigkeit von Technologien und in die Kompetenz bestehender politischer Institutionen. Sie teilen eher konservative Auffassungen über Politik und Gesellschaft. Sie sind wie die Kernenergiegegner von der Wichtigkeit des Umweltschutzes überzeugt, sehen jedoch in der Kernenergie eine zwar risikoreiche, aber dennoch umweltfreundliche und wirtschaftlich notwendige Energiequelle[61]. Die Einstufung der Kernenergie als »riskante« Option der Energieversorgung wird von beiden Seiten geteilt; die Befürworter sehen jedoch ökonomische und technische Vorteile, die in ihren Augen eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz begründen, während die meisten Gegner weder von der Sicherheit, noch von der Kostengünstigkeit, noch von der technischen Notwendigkeit der Kernenergie überzeugt sind.

positive Kosten-Nutzen-Bilanz

Umfragen

Aus dem Puzzle der Umfragedaten ergibt sich ein relativ homogenes Bild: Gesellschaftliche Gruppen, die eine eher ablehnende Haltung gegenüber den wirtschaftlichen und politischen Institutionen haben und von deren Leistungsfähigkeit wenig überzeugt sind, sehen im Kampf gegen die Kernenergie ein wichtiges politisches Ventil, um andere von der Notwendigkeit der Erneuerung der Institutionen zu überzeugen[62]. Anders als es die populäre Version des Trittbrettfahrers nahelegt, nutzen diese Gruppen den Kernenergiekonflikt nicht für ihre Ziele aus, sondern der Kampf gegen die in Deutschland praktizierte Kernenergiepolitik ist ein integraler Bestandteil ihrer politischen Zielrichtung zur revolutionären oder evolutionären Umgestaltung des politischen Systems.

Kernenergiepolitik

[61] K. Thomas, D. Maurer, M. Fischbein, H. J. Otway, R. Hinkle und D. Simpson: *A Comparative Study of Public Beliefs about Five Energy Systems*, Forschungsbericht 80–15, Institut für Angewandte Systemanalyse, IIASA, Laxenburg 1980.

[62] Die Untersuchung des Wissenschaftszentrums weist für 1986 nach, daß linke politische Einstellungen mit einer Stärke von 0,40 und Unzufriedenheit mit der Demokratie mit einer Stärke von 0,19 mit dem Mobilisierungspotential für die Anti-Kernkraftbewegung korrelieren (N. S. J. Watts: *Mobilisierungspotential und gesellschaftspolitische Bedeutung der neuen sozialen Bewegungen*, in: R. Roth und D. Rucht (Hrsg.): *Neue soziale Bewegungen in der Bundesrepublik Deutschland*, Campus, Frankfurt und New York 1987, S. 47–67). Diese Korrelationen sind wesentlich stärker für Aktivisten der Bewegung. Im Zeitverlauf von 1982 bis 1986 sind die Korrelationen mit linker Ideologie und der Notwendigkeit sozialen Wandels aber stark rückläufig (Ideologie von 0,45 auf 0,40; Notwendigkeit sozialen Wandels von 0,33 auf 0,19). Dies läßt sich als ein Zeichen der weiter unten beschriebenen fortschreitenden Mobilisierung von »Durchschnittsbürgern« in die Anti-Kernkraftbewegung interpretieren.

Die Rekrutierung von Aktivisten aus politisch radikalen Bewegungen hat sicherlich die Schlagkraft der Anti-Kernkraftbewegung erhöht, ist aber keineswegs das entscheidende Moment für die Popularität und Anziehungskraft der neuen sozialen Bewegung. Mit dem zunehmenden Bewußtsein über Umweltschäden, mit der erhöhten Popularität naturbezogener Werte[63] und der zunehmenden Verunsicherung über die soziale Kontrollfähigkeit komplexer Großtechnologien hat sich das Meinungsklima auch unter den mit dem politischen System zufriedenen Bürgern tiefgreifend gewandelt: eine ablehnende Haltung zur Kernenergie ist eher zur sozialen Norm geworden und befürwortende Positionen stehen im Alltag nunmehr unter Rechtfertigungszwang[64]. Das Gros der Kernenergiegegner sind also keinesfalls politische Radikale oder sogar Systemveränderer, sondern verunsicherte und enttäuschte Bürger, die in der Entscheidung der politischen Institutionen für Kernenergie eine »einmalige Verirrung«, aber keineswegs eine generelles Versagen der Institutionen sehen. Die Majorität der Kernenergiegegner ist dabei – ähnlich wie die radikalen Gegner – weniger durch die Wahrnehmung instrumenteller Nachteile der Kernenergienutzung motiviert als vielmehr durch die *mit Kernenergie assoziierten politischen und sozialen Risiken.* Die meisten Menschen sind inzwischen davon überzeugt, daß die historisch gewachsene Interessenkongruenz zwischen Staat, Wirtschaft und Wissenschaft die notwendige soziale Kontrolle in der Anwendung der Kerntechnik außer Kraft gesetzt habe.

Ablehnung ist die soziale Norm

Die Befürworter sind dagegen Personen, die gerade in dieser Allianz eine Garantie für rationale Technologiepolitik sehen. Das Zusammenwirken dieser Institutionen zur Beherrschung einer komplexen Technologie erscheint ihnen als logische Notwendigkeit, um das auch von ihnen wahrgenommene Katastrophenpotential der Kernenergie technisch und organisatorisch zu begrenzen. Ihr Vertrauen in die Leistungsfähigkeit des politisch-administrativen Systems und ihr Glaube an die Begrenzung des Risikos durch weitere Forschung und technische Optimierung machen *Kernenergie* zum *Paradigma einer durch Technik und rationale Organisation gestalteten Lebenswelt.* Für sie bedeutet die Förderung der Kernenergie einen schmerzhaften, aber denkbar rationalen Kompromiß zwischen wirtschaftlicher Prosperität, Umweltschutz und Sicherheit[65]. Auch sie haben Kernenergie symbolisch überhöht und sehen in ihrer Nutzung eine politische Demonstration zugunsten großtechnischer Systeme und organisatorischer Effizienz.

Vertrauen in die Leistungsfähigkeit des Systems

organisatorische Effizienz

[63] H.-J. Fietkau, H. Kessel und W. Tischler: *Umwelt im Spiegel der Öffentlichen Meinung*, Campus, Frankfurt am Main und New York 1982.

[64] F. M. Lynn: *The Interplay of Science and Values in Assessing and Regulating Environmental Risks*, Science, Technology, and Human Values, 11, Nr. 55, Frühjahr 1986, S. 40–50.

[65] O. Renn, G. Albrecht, U. Kotte, H. P. Peters und H. U. Stegelmann: *Sozialverträgliche Energiepolitik. Ein Gutachten für die Bundesregierung*, HTV, München 1985.

7.4.6 Die Rolle der Medien als soziale Verstärker des Konfliktes

Konflikte in einer offenen und pluralistischen Gesellschaft werden meist auf zwei Ebenen geführt: auf der einen Seite existiert eine politische Arena (etwa Parlament, oder Kommission), in der die Konfliktparteien direkt miteinander verhandeln, auf der anderen Seite bedienen sich die Konfliktparteien der Medien, um ihre Position in der Öffentlichkeit bekannt zu machen und – wenn möglich – Sympathie und Unterstützung für ihr Anliegen zu gewinnen[66]. Gleichzeitig berichten die Medien über die offizielle Arena und beeinflussen damit die Wahl und Relevanz der öffentlich wirksamen Themen (Gatekeeper Funktion). Durch *Selektion und Verstärkung der jeweiligen Ereignisse* bestimmen die Medien weitgehend die Prioritäten in der politischen Agenda[67] und vermitteln den nicht am Konflikt Beteiligten Informationen aus zweiter Hand, die in jedem Falle subjektiv gefärbt sind, selbst wenn sich die jeweiligen Journalisten einer objektiven Berichterstattung verpflichtet fühlen[68].

Rolle der Medien

Im Gegensatz zu den häufig geäußerten Vorwürfen von den Hauptakteuren in der nuklearen Arena, die Journalisten seien entweder Gesinnungsfreunde der Grünen, so die eine Seite, oder vom Establishment geblendete (oder sogar bestochene) Verteidiger des Status quo, so die andere Seite, zeigen fast alle empirischen Untersuchungen zu diesem Thema, daß Selektion und Verarbeitung von Nachrichten sehr viel stärker von professionellen Standards des Journalismus bestimmt sind als von ideologischen Überzeugungen der einzelnen Journalisten[69]. Diese Standards sind zum großen Teil für alle Medien gültig, zum Teil sind sie medienspezifisch.

professionelle Standards

Zu diesen Standards gehören, daß Medien in der Regel aktuelle Ereignisse aufgreifen und kontinuierliche Entwicklungen meist aussparen. Die-

[66] Interessanterweise beobachtete H. P. Peters, daß Konfliktparteien in zunehmenden Maße die Medien benutzen, um mit den anderen Konfliktparteien Kontakt aufzunehmen oder ihre Verhandlungsposition zu stärken. Dazu benutzen sie »offene Briefe« oder »Öffentliche Forderungen an ...«. Die angesprochenen Konfliktpartner sind dann indirekt gezwungen, auf die Forderung öffentlich zu reagieren oder Verhandlungsbereitschaft öffentlich zu signalisieren (H. P. Peters: *Public Opinion as a Channel of Communication between Science and other Parts of Society*, Vortragsmanuskript für den 11. Soziologischen Weltkongreß, New Delhi, August 18–22, 1986).

[67] M. E. McCombs und D. L. Shaw: *The Agenda-Setting Function of Mass Media*, Public Opinion Quarterly, 36, Nr. 2, 1972, S. 176–187.

[68] M. Peltu: *The Role of Communications Media*, in: H. Otway und M. Peltu (Hrsg.): *Regulating Industrial Risks*, Butterworth, London 1985, S. 128–148, hier S. 129 f.

[69] Gleichwohl zeigen vergleichende Untersuchungen über das Selbstverständnis der Journalisten in verschiedenen Ländern, daß die befragten Journalisten in Deutschland eher als ihre britischen Kollegen dazu neigen, ihre Berichterstattung als politische Tätigkeit zu sehen und weniger als distanzierte Beobachtung von Ereignissen (R. Köcher: *Bloodhounds or Missionaries: Role Definitions of German and Britisch Journalists*, European Journal of Communication, 1, 1986, S. 43–64). Dennoch ist bewußte Meinungsmache in den Medien der Bundesrepublik eher die Ausnahme als die Regel (J. Lichtenberg und D. MacLean: *The Role of the Media in Risk Communication*, in: H. Jungermann, R. E. Kasperson und P. M. Wiedemann (Hrsg.): *Risk Communication*, Kernforschungsanlage Jülich, 1989, S. 33–48.)

ses allgemeine Selektionskriterium begünstigt in der Berichterstattung zur Kernenergie die Umweltgruppen, weil sie durch ihre Aktionen Ereignisse produzieren, die berichtenswert sind, während die kontinuierliche Verbesserung der Sicherheitstechnik oder die Verschärfung von Umweltstandards keinen Nachrichtenwert haben. Eng verbunden mit der Quantität der Berichterstattung über ein Thema ist die Vorstellung, daß die Thematik allein wegen der Fülle an Informationen in den Medien politisch kontrovers sein müsse und von daher besondere Vorsicht geboten sei [70].

Medienwirkung

Ebenso bedeutsam ist das Selektionskriterium des Konflikts und der Schuldzuweisung. Wie amerikanische Untersuchungen nahelegen, ist die Intensität der Berichterstattung über Katastrophen weniger von deren physischen Auswirkungen (etwa Zahl der Toten oder Eigentumsverlusten) bestimmt als von der Stärke des Konfliktes über das notwendige Risikomanagement und die Möglichkeit der partiellen Schuldzuweisung für das Ereignis[71]. Daneben spielt naturgemäß die örtliche Nähe zu der Katastrophe eine wichtige Rolle. Medien reflektieren soziale Ereignisse, weniger physische Auswirkungen. Wenn sich also die Akteure in einer Konfliktsituation über die notwendigen Formen des Risikomanagement streiten, wie sich dies etwa nach dem Unfall in Tschernobyl zugetragen hat, oder wenn sie sich gegenseitig die Schuld an negativen Ereignissen zuweisen, dann sind diese sozialen Ereignisse wichtige Auslöser und Verstärker für die Berichterstattung der Medien[72]. Ob es sich bei dem Streit nur um ein Scheingefecht handelt oder ob der Anlaß des Streits ein »objektiv« minimales Risiko darstellt, spielt für die Medientauglichkeit eines Ereignisses kaum eine Rolle. *Medien reagieren auf die soziale Konstruktion der Wirklichkeit* und nicht auf die »Wirklichkeit selbst« oder ihre naturwissenschaftliche Erfassung[73].

Schuldzuweisung

Übertragen auf die Debatte um Kernenergie bedeutet dieser Selektionsmechanismus eine Verstärkung der Konfliktträchtigkeit der Auseinandersetzung und eine Moralisierung der Akteure in der Arena. Auf der Suche nach Konflikten werden Journalisten in der Frage der Kernenergie schnell fündig. Dabei können sie weder die Gültigkeit von Positionen im Sinne wissenschaftlicher Beweisführung, noch die Repräsentativität einer abweichenden Meinung beurteilen. Somit wird in der Öffentlichkeit der Eindruck erweckt, daß alle Aussagen zur Kernenergie umstritten seien und daß die gesundheitlichen Auswirkungen kleiner Strahlendosen in der Wissenschaft unterschiedlich be-

Moralisierung der Akteure

[70] A. Mazur: *The Dynamics of Technical Controversy*, Communication Press, Washington, D.C., 1981.

[71] W. C. Adams: *Whose Lives Count? TV Coverage of Natural Disasters*, Communication, 36, Nr. 2, Frühjahr 1986, S. 113–122; und auch D. M. Rubin: *How the News Media Reported on Three Mile Island and Chernobyl*, Communication, 37, Nr. 3, Sommer 1987, S. 42–57.

[72] R. E. Kasperson, O. Renn, P. Slovic, H. S. Brown, J. Emel, R. Goble, J. X. Kasperson und S. Ratick: *The Social Amplification of Risk. A Conceptual Framework*, Risk Analysis, 8, Nr. 2, August 1988, S. 177–187.

[73] Allgemein: P. C. Seiderberg: *The Politics of Meaning: Power and Explanation in the Construction of Social Reality*, University of Arizona Press, Tuscon 1984; speziell zu den Medien: L. Wilkins und P. Patterson: *Risk Analysis and the Construction of News*, Communication, 37, Nr. 3, Sommer 1987, S. 80–92.

urteilt würden. Von dieser Perspektive aus ist der Schritt zur Moralisierung schnell getan: Wer auf eine Technik setzt, deren Auswirkungen so umstritten sind, kann nur von egoistischen Motiven getrieben sein.

Die bisher beschriebenen Selektionskriterien begünstigen eindeutig die Umweltverbände und andere Kernenergiegegner, weil sie ihnen Legitimation als »sachgerechte« Kontrahenten und moralische Autorität zusprechen. Andere Selektionskriterien wiederum wirken in umgekehrter Richtung: Die Suche nach außergewöhnlichen Ereignissen lenkt die Aufmerksamkeit der Medien auf spektakuläre Aktionen von Chaoten und Militanten, die im Spektrum der Umweltschützer einen verschwindend geringen Anteil haben. Ihre Aktionen werden jedoch in den Mittelpunkt der Nachricht über eine Demonstration gesetzt mit dem Effekt, daß sich viele Medienkonsumenten »entsetzt« von den Umweltschützern absetzen und die gesamte Bewegung mit diesen Ausschreitungen identifizieren[74]. Gleichzeitig haben empirische Untersuchungen in Deutschland offengelegt, daß viele Zeitungen und Zeitschriften journalistisch gut aufgemachte Presseerklärungen von Industrie und staatlichen Organen oft ungeprüft übernehmen, dies jedoch bei Umweltverbänden unterlassen oder sich erst bei Behörden oder Industrievertretern rückversichern[75].

spektakuläre Aktionen

Selektionskriterien sind ungeschriebene Gesetze, die sich Journalisten im Laufe des journalistischen Trainings aneignen und die über alle ideologischen Lager hinweg gültig sind. Daneben spielen natürlich auch politische Loyalitäten eine wichtige Rolle, vor allem in Deutschland[76]. Diese Loyalitäten sind aber stärker von der vorgelegten Richtung einer Zeitung oder eines elektronischen Mediums geprägt als von den Werten und politischen Präferenzen einzelner Journalisten.

politische Loyalitäten

7.4.7 Die öffentliche Meinung in der nuklearen Arena

Mobilisierungspotential und Konfliktstärke sind schließlich auch von der Rezeption des jeweiligen Themas durch das politisch nicht-aktive Publikum abhängig, das durch Sympathiebezeugung oder auch durch stillschweigende Tolerierung von politischen Handlungen Einfluß auf politische Entscheidungen nimmt. Nicht zuletzt hat die Demoskopie mit dazu beigetragen, daß Entscheidungsträger das Stimmungsbarometer der »schweigenden« Mehrheit kennen und sich danach ausrichten können. Um politische Programme durchsetzen zu können, bedarf es also nicht nur der Solidarität wichtiger politischer Gruppen, sondern auch der Unterstützung durch eine hinreichend große Zahl von Bürgern. Dies braucht nicht die Mehrheit der Bürger zu

Sympathie des Publikums

[74] B. Guggenberger: *Die Grenzen des Gehorsams – Widerstandsrecht und atomares Zäsurbewußtsein*, in: R. Roth und D. Rucht (Hrsg.): *Neue soziale Bewegungen in der Bundesrepublik Deutschland*, Campus, Frankfurt am Main und New York 1987, S. 327–343, hier S. 330 f.

[75] M. Peltu: *Media Reporting of Risk Information: Uncertainties and the Future*, in: H. Jungermann, R. E. Kasperson und P. M. Wiedemann (Hrsg.): *Risk Communication*, Kernforschungsanlage Jülich, 1988, S. 11–32.

[76] Siehe Köcher, a.a.O., 1986.

sein, aber ohne eine gewisse Sympathie einer breiten Öffentlichkeit für eine geplante Maßnahme ist selbst eine parlamentarische Mehrheitsentscheidung schwer oder gar nicht durchzusetzen[77]. Politische Konflikte werden daher indirekt von den unbeteiligten Zuschauern beeinflußt, sei es, weil die Konfliktparteien sich der Unterstützung großer Bevölkerungsteile sicher sein wollen, sei es, weil die legitimierten Entscheidungsträger *Rücksicht auf die durch Umfragen ermittelte Volksmeinung* nehmen.

Nach welchen Gesichtspunkten verteilt nun die Bevölkerung Unterstützung oder sogar Sympathie auf unterschiedliche Konfliktparteien oder Positionen in einer Auseinandersetzung? Individuen in der Gesellschaft haben selten die Möglichkeit, aufgrund ihrer eigenen Erfahrungen die Richtigkeit von Behauptungen in der Presse nachzuprüfen, noch haben sie das Wissen oder die intuitive Einsicht, die Aussagen der verschiedenen Akteure in der Kernenergiedebatte nach ihrem Wahrheitsgehalt zu bewerten[78]. Dies ist um so schwieriger, als die Auswirkungen von Strahlendosen stochastischer Natur sein können, also Rückschlüsse auf Einzelfälle nicht erlauben.

Verunsicherung in der Kernenergiedebatte

Wegen des Übermaßes an vermitteltem Wissen und der Unmöglichkeit, Informationen auf ihren Wahrheitsgehalt zu überprüfen, müssen Individuen eigene Selektionskriterien entwickeln, um bei widersprechenden Informationen der einen oder anderen Quelle Glaubwürdigkeit zu- bzw. abzusprechen. Seit Mitte der 60er Jahre läßt sich beobachten, daß die Verteilung der Glaubwürdigkeit zunehmend nach sogenannten peripheren Signalen erfolgt[79]. Darunter versteht man die Benutzung von nicht argumentbezogenen Merkmalen oder Heurismen, um die Glaubwürdigkeit der Quelle oder des Arguments zu beurteilen. Beispiele solcher Merkmale sind die Länge der Nachricht, die Plazierung in einer Zeitung, das Prestige eines Mediums, die Form und Verpackung der Botschaft (etwa Hochglanzformat), die persönliche Ausstrahlung des Kommunikators bei der Telekommunikation oder die Art und Weise, wie ein Akteur mit seinen Kontrahenten

Glaubwürdigkeit

[77] H. Sahner: *Sozialer Wandel und Konsens. Zur Legitimationsproblematik des Mehrheitsprinzips*, in: S. Hattenhauer und W. Kaltefleiter (Hrsg.): *Mehrheitsprinzip, Konsens und Verfassung*, Heidelberg 1986, S. 93–113; und auch W. Steffani: *Mehrheitsentscheidung und Minderheiten in der pluralistischen Verfassungsdemokratie*, Zeitschrift für Parlamentsfragen, 17, Nr. 4 (1986), S. 569–586.

[78] Siehe Lynn, a.a.O., 1986.

[79] In der sozialpsychologischen Forschung wird zwischen einer zentralen und peripheren Route zur Änderung von Meinungen oder Einstellungen unterschieden. Bei der zentralen Route erfolgt die Meinungsverschiebung aufgrund einer intensiven Auseinandersetzung mit den Argumenten der jeweiligen Kontrahenten; bei der peripheren Route werden nicht themenbezogene Signale, wie öffentliches Prestige der Informationsquelle, Aufmachung der Information, Sympathie für die Informanten und andere äußere Merkmale zur Beurteilung von Glaubwürdigkeit und als Ursache für eine Meinungsänderung herangezogen (vgl. R. E. Petty und E. Cacioppo: *The Elaboration Likelihood Model of Persuasion*, Advances in Experimental Social Psychology, 19, 1986, S. 123–205; und die zusammenfassende Sicht bei: O. Renn und D. Levine: *Trust and Credibility in Risk Communication*, in: H. Jungermann, R. E. Kasperson, und P. M. Wiedemann (Hrsg.): *Risk Communication*, Kernforschungsanlage Jülich, 1988, S. 51 ff.

umspringt[80]. Von besonderer Bedeutung für die nukleare Arena sind die folgenden psychischen Zuordnungsmuster:

Wunschbilder

1. **Identifikationsmöglichkeit:** Je mehr sich der Empfänger von Nachrichten mit einem Kommunikator identifizieren kann, in ihm also Werte, Einstellungen, Gesten und Ausdrucksweisen erkennt, die mit den eigenen übereinstimmen oder dem Wunschbild von einem selbst entsprechen, desto eher wird er dieser Person oder Personengruppe Glauben schenken[81]. »Mutige« Umweltschützer, die sich für den Erhalt der Umwelt in Gefahr bringen (etwa von Greenpeace), können in der Regel eher Identifikationsprozesse auslösen als Ministerialräte oder Wirtschaftsmanager, die auf pragmatische Werte beharren und offenkundig eigene Interessen vertreten. Andererseits sind in der Wirtschaft tätige Personen oft besser in der Lage, den gesunden Menschenverstand zu repräsentieren.

Interessengebundenheit

2. **Suche nach vermuteten Motiven:** Wenn man schon nicht den Wahrheitsgehalt von Aussagen beurteilen kann, dann kann man wenigsten darüber spekulieren, warum ein Akteur offenkundig die eine oder andere Meinung vertritt. Je mehr man Interessengebundenheit als Motiv einer Kommunikation vermutet, desto geringer wird die Glaubwürdigkeit einer Botschaft eingestuft[82]. Dieser Mechanismus führt natürlich zwangsweise dazu, daß Institutionen, bei denen eine offensichtliche Interessengebundenheit vorliegt (z. B. die Industrie) im öffentlichen Wettstreit der Meinungen und Argumente eine schlechtere Ausgangsposition einnehmen als die Institutionen, bei denen nur latente Bindungen an Interessengruppen oder Wertgruppen vorliegen (etwa Umweltschützer).

3. **Konsens mit eigenem Interesse:** Liegt die Botschaft im Interesse des Empfängers, sieht er also in der Aussage eine Möglichkeit des persönlichen Nutzengewinns, dann wird er eher an die Glaubwürdigkeit der Quelle glauben[83]. In der nuklearen Arena haben Industrie und Staat hier häufig die besseren Karten, weil wirtschaftliche Interessen latent oft als wichtiger bewertet werden als die soziale oder moralische Verpflichtung zur Umwelt.

Moralisierung von Sachproblemen

4. **Moralisierung von Sachproblemen:** Je mehr Sachwissen ein bestimmtes Thema erfordert und je unübersichtlicher die Argumentationszusammenhänge rivalisierender Akteure sind, desto schwieriger

[80] A. H. Eagly und S. Chaiken: *Cognitive Theories of Persuasion*, Advances in Experimental Social Psychology, 17, 1984, S. 268–359.

[81] S. Chaiken und C. Stangor: *Attitudes and Attitude Change*, Annual Review of Psychology, 38, 1987, S. 575–630.

[82] O. Renn: *Risk Communication: Towards a Rational Discourse with the Public*, Journal of Hazardous Material, 29, 1992, S. 465–519, hier S. 484.

[83] W. J. McGuire: *Attitude and Attitude Change*, in: G. Lindzey und E. Aronson (Hrsg.): *Handbook of Social Psychology*, 3. Auflage, Band 2, Random House, New York 1985, S. 223–346.

> wird es für den einzelnen, sich mit dieser Materie zu beschäftigen und eine eigene Meinung bzw. Einstellung zu bilden. Sofern er davon überzeugt ist, daß eine der beteiligten sozialen Gruppen seine Interessen vertritt, kann er das Thema abhaken und auf eine adäquate Delegation seines Interesses hoffen. Sobald sich aber Bürger nicht mehr durch bestimmte Interessengruppen vertreten fühlen und ihnen plausible Signale zur Einschätzung der Motive der Akteure fehlen bzw. diese in sich inkonsistent sind, spielt die moralische Beurteilung der Akteure und ihrer Positionen eine wichtige Rolle[84]. In der Regel haben es Kernenergiegegner leichter, das Publikum von der moralischen Integrität ihrer Argumente zu überzeugen.

Gerade der letzte Punkt der Moralisierung von Sachproblemen unterstreicht die Reaktivität der Kernenergiedebatte und der dort agierenden Gruppen auf die vermuteten oder echten Sympathieeffekte der Bevölkerung. Die Akteure stellen sich nämlich ebenso wie die Medien auf die vom Rezipienten vorgenommene Reduktion komplexer Sachaussagen auf moralische Bewertungen ein. In dem Moment, wo bestimmte technische, ökonomische oder politische Sachfragen zu Fragen der Moral erhoben werden, spielt Detailwissen keine Rolle mehr (stört sogar meistens). In einem moralisierten Streit werden Punkte in der öffentlichen Debatte durch Appelle, Schuldzuweisungen, echte oder gespielte Betroffenheit und moralische Entrüstung gesammelt. Wie bereits ausgeführt, sind dies gerade die sozialen Ereignisse, auf die die Medien anspringen und die sie an ihre Konsumenten weiterleiten. Moralisierung von Positionen wird daher um so mehr verstärkt, je weniger Sachargumente auf ihre Richtigkeit hin untersucht werden können und je mehr Unsicherheit über die wahren Ausmaße des Risikos vorherrscht[85].

Frage der Moral

Die Moralisierung von Sachproblemen und Positionen wird in der nuklearen Arena von allen Kontrahenten angewandt. Im Effekt auf die Empfänger scheinen jedoch die Umweltschützer in dieser Hinsicht größeren Erfolg zu haben. Grundsätzlich ist natürlich gegen eine moralische Bewertung technologischer Folgen nichts einzuwenden; tritt jedoch die *moralische Argumentation als Ersatz für technischen Sachverstand* auf, so werden Interessenkonflikte nicht mehr durch Konsens lösbar, da es zwischen »gut« und »böse« keine Kompromisse geben kann und darf. An Stelle von Konflikten treten Glaubenskriege.

Glaubenskriege

7.4.8 Von der Akzeptanz zur Akzeptabilität

Die Analyse des Konfliktes um Kernenergie hat gezeigt, daß die wahrgenommenen instrumentellen Vor- und Nachteile der Kernenergie eine wesentlich geringere Rolle für die soziale Mobilisierung von Gruppen und Individuen spielen als die mit dieser Energiequelle verbundenen symbolischen Asso-

symbolische Assoziationen

[84] E. K. Scheuch: *Kontroverse um Energie – ein echter oder ein Stellvertreterstreit*, in: H. Michaelis (Hrsg.): *Existenzfrage Energie*, Econ, Düsseldorf 1980, S. 279–293.

[85] O. Renn: *Akzeptanzforschung: Technik in der gesellschaftlichen Auseinandersetzung*, Chemie in unserer Zeit, 2, 1986, S. 44–52.

ziationen. Positive Einstellungen zur Kernenergie gehen mit einer positiven Einstellung gegenüber politischen Institutionen der Risikoregulierung und mit einer Vorliebe für analytische Nutzenabwägungen einher. Dagegen sind negative Positionen zur Kernenergie meist mit ganzheitlichen Betrachtungsweisen von Problemen und mit einem generellen Mißtrauen gegenüber der Funktionsfähigkeit komplexer Technologien und der sie tragenden und kontrollierenden Organisationen gepaart. Diese beiden konträren Weltbilder stoßen um so heftiger aufeinander, je weniger politische Institutionen und »etablierte« Gruppen in der Lage sind, das Konfliktpotential zu kanalisieren und in die bestehende Routinen der politischen Entscheidungsfindung zu integrieren. Gleichzeitig ist die Mehrheit der Bevölkerung von der *Ambivalenz des technischen Wandels betroffen und hat in der Kernenergie den Sündenbock für dieses Dilemma* entdeckt. Die Analyse der sozialen und politischen Prozesse, die zu der beschriebenen Konfliktsituation geführt haben, kann helfen, einige wichtige Rückschlüsse für die normative Frage nach der Akzeptabilität energiepolitischer Entscheidungen zu ziehen. Was kann und soll die Gesellschaft tun, um in der zentralen Frage der Energieversorgung Leitlinien der Akzeptabilität zu entwickeln?

Akzeptabilität energiepolitischer Entscheidungen

Was im Bereich der Technikbewertung als individuell zumutbar und kollektiv akzeptabel zu bezeichnen ist, läßt sich weder wissenschaftlich begründen, noch aus faktischem Akzeptanzverhalten ableiten. Was allerdings gefordert werden kann, ist eine konsistente und kohärente Bewertung von Techniken in der Gesellschaft. Umstritten ist dabei allerdings, in wie weit Akzeptabilitätskriterien über unterschiedliche Klassen von Technologien hinweg entwickelt und angewendet werden können oder sollten. Einfache Risikovergleiche sind sicherlich nicht ausreichend.

Sinnvoller ist es dagegen, die von der Bevölkerung als problematisch angesehenen Eigenschaften der Kernenergie aufzugreifen und sie in allgemeingültige Sicherheitskriterien zu überführen. Welche Eigenschaften sind das? Aufgrund von Befragungen lassen sich drei Themen identifizieren, die immer wieder die Meinungen zur Kernenergie bestimmen[86]:

Grundfragen der Kernenergienutzung

- **Frage 1:** Ist Kernenergie wirklich wirtschaftlich notwendig? Können wir auch ohne Kernenergie die Energieversorgung sicherstellen?
- **Frage 2:** Läßt sich das Katastrophenpotential der Kernenergie so verringern, daß es mit anderen, akzeptierten technischen Risiken im Einklang steht?
- **Frage 3:** Können wir eine befriedigende Lösung für die Abfallbehandlung und Endlagerung erzielen, die auch den zukünftigen Generationen keine unzumutbaren Risiken aufbürdet?

[86] O. Renn: *Public Acceptance of Energy Technologies*, in: EC (Hrsg.): *European Strategy for Energy Research and Technological Development*, EUR 15631, European Commission, November 1993, S. 77–94.

Diese drei Hauptargumente sollen im folgenden auf ihre mögliche Überführung in Sicherheitskriterien untersucht werden:

ist Kernenergie erforderlich?

Erster Punkt: Wirtschaftliche Notwendigkeit. Hier können Sicherheitskriterien keinen Einfluß nehmen, denn die Zweifel an der wirtschaftlichen Notwendigkeit sind nicht primär aus Sicherheitserwägungen abgeleitet. Dennoch gibt es Zusammenhänge: Auch kleine Risiken werden dann nicht akzeptiert, wenn es im Empfinden der Betrachter Alternativen gibt, die mit einem noch geringeren Risiko verbunden sind. Ehe nicht die realistischen Möglichkeiten zur rationelleren Energienutzung ausgeschöpft sind, wird es kaum eine Chance für angebotsorientierte Systeme der Energieversorgung geben[87]. Effiziente Energienutzung ist demnach die Voraussetzung für den weiteren Einsatz der Kernenergie und auch für die Diskussion um die Zumutbarkeit von Risiken.

Zweiter Punkt: Katastrophenpotential. Die jüngsten Vorschläge, das Katastrophenpotential der Kernenergie unabhängig von der Wahrscheinlichkeit eines schweren Unfalls zu beschränken, macht eine Vergleichbarkeit der Kernenergierisiken mit anderen Energierisiken einfacher. Auch wenn der Einsatz von fossilen Energieträgern ebenfalls katastrophale Auswirkungen (Klimaveränderungen) auslösen kann, so ist der Vergleich von Klimaänderungen mit Auswirkungen nuklearer Großunfälle schwierig, weil ein intersubjektiver Vergleichsmaßstab für beide Katastrophenklassen fehlt. Gelänge es, das Katastrophenpotential der Kernenergie innerhalb der Grenzen anderer Energiegewinnungsarten zu halten (etwa Dammbruch), dann wäre es einfacher, allgemein akzeptable Sicherheits- und Akzeptanzkriterien aufzustellen, die auf alle Energiegewinnungsarten in gleichem Maße anzuwenden wären. Dabei erscheint die Forderung nach einem definitiven Ausschluß von Störfällen, bei denen eine Evakuierung notwendig sein könnte, möglicherweise als zu weit gegriffen; immerhin werden heute viele Risiken mit Evakuierungspotential problemlos akzeptiert, die langfristige Verseuchung von Boden sowie die erhebliche Belastung eines großen Teils der Bevölkerung durch radioaktive Substanzen im Rahmen eines schweren Unfalls sind dagegen Folgen, die bei anderen nutzenäquivalenten Systemen nicht auftreten.

Reduktion des Katastrophenpotentials

Ein Umdenken in der Bewertung der Kernenergie würde voraussetzen, daß katastrophale Ausmaße eines Unfalls so gering ausfallen würden, daß sie in der Größenordnung von anderen, bereits seit langem akzeptierten Gefahrenquellen liegen. Dabei ist natürlich zu bedenken, daß die Höhe des maximal möglichen Schadens nicht unabhängig von der Wahrscheinlichkeit bestimmt werden kann. Zu jedem Schaden ist ein Schaden mit $n + 1$ Opfern vorstellbar. Es muß also darum gehen, das Gefahrenpotential zu beschränken, aktive Sicherheitsmaßnahmen durch passive und inhärente Maßnahmen zu ersetzen (da diese auch bei unvorhergesehenen Unfallverläufen ihre Wirkung behalten), die Zeit für Gegenmaßnahmen zu verlängern und dadurch die Wahrscheinlichkeit eines über das akzeptable Maß hinausge-

Abschneidekriterien notwendig

[87] G. Albrecht, E. U. Kotte, H. P. Peters, O. Renn u. H. U. Stegelmann: *Sozialverträgliche Energiepolitik. Ein empirischer Ansatz zur Analyse von Bürgerpräferenzen in der Energiepolitik*, Aus Politik und Zeitgeschichte, Heft B 32/86, August 1986, S. 35–48.

henden Schadens weit unter die Grenze des im Sinne der Vorsorge sinnvoll erscheinenden Möglichkeitsrahmens zu drücken. Dabei muß im Konsens der beteiligten Akteure vorab ausgehandelt werden, an welcher Stelle man die Wahrscheinlichkeit und an welcher Stelle man das maximale Schadensausmaß abschneidet. Im Rahmen der Störfallverordnung sind die Schweizer Kantone gerade dabei, diese Abschneidekriterien festzulegen.

Würde ein solcher Konsens erzielt, dann könnte man alle Energietechniken daraufhin untersuchen, ob sie den Kriterien genügen. Ist dies nicht der Fall, müßten die technischen Varianten so modifiziert werden, daß sie die Kriterien erfüllen könnten. Inwieweit die neuen Reaktorkonzepte (sowohl die evolutiven wie die inhärent sicheren) dem Kriterium eines akzeptablen Katastrophenpotentials genügen, ist zur Zeit noch offen.

Dritter Punkt: Entsorgung. An keiner Stelle ist die Kluft zwischen den Einschätzungen der Befürworter und Gegner der Kernenergie so groß wie bei der Frage nach der Behandlung und Endlagerung radioaktiver Abfälle. Während die Befürworter nicht müde werden, darauf hinzuweisen, daß die Endlagerung in tiefen Gesteinsschichten verbunden mit einem auf Redundanz und vielen Barrieren aufbauenden Sicherheitssystem auch über Jahrhunderte hinweg eine risikoarme und zumutbare Lösung darstellt, nehmen die Gegner die Endlagerung von Stoffen, die über viele Jahrhunderte hinweg ihre Gefährlichkeit behalten, als eine nicht mehr akzeptable Belastung künftiger Generationen wahr. Zwischen diesen beiden Positionen gibt es wenig Spielraum für Sicherheitskriterien, auf die sich beide Seiten einigen könnten.

Multi-Barrieren Prinzip

Ob es gelingt, Kriterien für ein Entsorgungskonzept zu entwickeln, das die unterschiedlichen Auffassungen über die Zumutbarkeit von Risiken für künftige Generationen zusammenführt, wird auch davon abhängen, inwieweit die künftigen Risiken bei anderen Energiesystemen, vor allen den fossilen und regenerativen Quellen gesehen und bewertet werden. Denn auch bei diesen Energiequellen treten langfristige Risiken auf, die schon heute bewertet werden müssen. Hinter solchen Bewertungen stehen verschiedenartige Muster von Werten und Normen, die von den jeweiligen Gruppen unserer Gesellschaft unterschiedlich gewichtet und interpretiert werden. Ohne eine Verständigung zwischen diesen Gruppen, kann eine allgemein verbindliche Bewertung nicht vor der Gesellschaft legitimiert werden.

Konsens notwendig

7.4.9 Der kooperative Diskurs: Modell für den Energiekonsens?

Um die Konflikte in der Energiepolitik zu lösen, sind seit einigen Jahren Konsensgespräche durchgeführt worden, die dem Ziel dienen, eine von einer breiten Mehrheit getragenen Energiepolitik zu entwerfen. Bislang sind zumindest auf der politischen Ebene diese Gespräche gescheitert. Der Energiekonsens ist natürlich kein Deus ex machina, der die Energiekonflikte durch Verfahren lösen kann. Auch Verhandlungen sind an substantielle und inhaltliche Vorgaben gebunden. Der Vorteil dieser diskursiven Verfahren besteht aber darin, daß in gemeinsamen Gesprächen sachliche Behauptungen

Energiepolitik

und Gegenbehauptungen, Normen und ihre Anwendbarkeit sowie politische Umsetzungsstrategien gemeinsam ausgehandelt werden können. Dazu ist es notwendig, daß dieser Aushandlungsprozeß durch *Fairneß, Kompetenz und Effizienz* gekennzeichnet ist. Fairneß bedeutet, daß alle relevanten Gruppen Zugang zu den Verhandlungen haben und gleichberechtigt am »Runden Tisch« beteiligt sind. Kompetenz heißt, daß alle Aussagen in einem Diskurs nach besten Wissen auf Richtigkeit und Angemessenheit überprüft werden müssen. Effizienz umfaßt die Notwendigkeit, Zeit und Geld für solche Diskurse als knappe Ressourcen anzusehen, die man nicht beliebig vergrößern kann.

Im Bereich der Kerntechnologie sind es vor allem zwei Studien zur Sozialverträglichkeit von Energiesystemen gewesen, die Antworten auf die Frage nach einer kompetenten, effizienten und fairen Energiepolitik zu geben versuchten. Die erste Untersuchung unter der Leitung von K. Meyer-Abich und B. Schefold hatte sich zur Aufgabe gestellt, die objektiven Bedingungen und Konsequenzen der verschiedenen Energiesysteme in bezug auf die soziale Ordnung zu identifizieren und klassifizieren[88,89]. Kriterien dieser Analyse wurden aus der Verfassung und den allgemein akzeptierten Werten in der Gesellschaft abgeleitet. Danach wurden die Ausprägungen der verschiedenen Energiesysteme, insbesondere der Kernenergie und Sonnenenergie, objektiv abgeschätzt, wobei im Gegensatz zu technischen Risikoanalysen die Dimensionen der Bewertung auf soziale Kategorien, wie Flexibilität des Lebensstils, Erhaltung des individuellen Freiraums und anderer soziopolitischer Kriterien ausgerichtet waren[90].

Sozialverträglichkeit

Die zweite Studie, die vom Forschungszentrum Jülich durchgeführt wurde, orientierte sich mehr an der Frage der subjektiv erlebten Wertverletzungen und Werterfüllungen[91]. Das Ziel dieser Untersuchung war es, die Konsequenzen verschiedener Energieszenarien durch nach dem Zufallsverfahren ausgesuchte Bürger auf ihre Übereinstimmung mit den herrschenden Wert- und Zielvorstellungen zu prüfen. Dabei wurden in einem ersten Schritt die Kriterien der Bewertung empirisch, und zwar durch Befragung von Interessengruppen gewonnen, im zweiten Schritt die Konsequenzen der Energieszenarien möglichst objektiv durch Expertenbefragung ermittelt und im dritten Schritt die Ausprägungsprofile der verschiedenen Szenarien der repräsentativen Auswahl von betroffenen Bürgern zur Bewertung vorgelegt. Trotz des unterschiedlichen Ansatzes kamen beide Studien zu relativ ähnlichen Ergebnissen. Weder ein stark angebotsorientiertes (Pfad 1) noch ein stark öko-orientiertes Energieszenario (Pfad 4) wurden als sozialverträglich eingestuft. Sofern es nicht zu den schon erörterten Modifikationen der Kern-

Vorrang Energiesparen

[88] K. Meyer-Abich und B. Schefold: *Wie möchten wir in Zukunft leben?*, Beck, München 1981; sowie K. Meyer-Abich und B. Schefold: *Die Grenzen der Atomwirtschaft*, Beck, München 1986.

[89] Kritisch dazu: H. Michaelis und W. Pelz: *Grenzen der Kernenergie – Eine Auseinandersetzung mit Meyer-Abich und Schefold*, Econ, Düsseldorf, Wien, New York 1987.

[90] R. Bauerschmidt: *Kernenergie oder Sonnenenergie?*, Beck, München 1984.

[91] O. Renn, G. Albrecht, U. Kotte, H. P. Peters und H. U. Stegelmann: *Sozialverträgliche Energiepolitik. Ein Gutachten für die Bundesregierung*, HTV, München 1985.

technik kommen sollte, hielten die befragten Bürger auch die Kernenergie für nicht zukunftsfähig. Darüberhinaus wurde deutlich, daß Expertenurteile als nicht ausreichend angesehen wurden, um energiepolitische Entscheidungen zu treffen, sondern daß ein Verfahren für notwendig gehalten wurde, das rationale Entscheidungsfindung und Beteiligung der betroffenen Bürger miteinander verkoppelt.

Diskursmodell

Um eine solche Beteiligung der Bürger an der Energiepolitik zu verwirklichen, hat sich nach Meinung des Autors ein Modell bewährt, das bereits in vielen umweltrelevanten Fragen angewandt worden ist[92]. Es beruht theoretisch auf den Überlegungen von J. Habermas zum rationalen Diskurs und praktisch auf dem Planungszellen-Konzept von P. Dienel[93]. Das als kooperativer Diskurs bezeichnete Modell eines umweltpolitischen Dialogs beruht auf der Annahme, daß mit Hilfe von Kommunikation Kompromisse zwischen Interessengegensätzen und Wertkonflikten unterschiedlicher Parteien erzielt werden können, ohne daß eine Partei ausgeschlossen oder ihre Interessen oder Werte unberücksichtigt bleiben. Wichtig ist dabei eine *Verknüpfung von Werten, Wissen und rationaler Abwägung.* Die Verknüpfung dieser drei Ebenen erfolgt in den folgenden drei Schritten:

Kriterien für Energieszenarien

1. Im ersten Schritt werden alle in der Energiepolitik tätigen Parteien und Organisationen gebeten, ihre Werte und Kriterien für die Beurteilung unterschiedlicher Energieversorgungssysteme oder Energieszenarien offenzulegen. Dies geschieht in Interviews zwischen den Diskurs-Organisatoren und den Repräsentanten der jeweiligen Parteien. Dabei kommt es darauf an, nicht über Energietechniken zu diskutieren, sondern die Ziele und Kriterien zu erarbeiten, die an Energiesysteme angelegt werden sollen. Nur wenn es gelingt, allgemeinverbindliche Kriterien festzulegen, die für alle Energiesysteme gelten sollen, gleichgültig welchen Brennstoff sie nutzen, kann sich an der Energiefront etwas bewegen. Kriterien könnten nach heutigem Stand der Diskussion die Begrenzung des maximalen Katastrophenpotentials, der Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit, distributive Gerechtigkeit, die Präferenz für lokale und regional Lösungen u.a.m. sein. Diese Kriterien gelten dann als Maßstäbe, um die bestehenden und noch zu entwickelnden Energiesysteme zu beurteilen. Als methodisches Werkzeug dient dabei die *Wertbaum-Analyse*, ein in den USA entwickeltes interaktives Verfahren zur Bewußtmachung und Strukturierung von Werten und Attributen.

Überführung in Indikatoren

2. Die Wertdimensionen werden in einem zweiten Schritt durch ein Forschungsteam, das möglichst von allen Parteien als neutral angesehen wird, in Indikatoren transformiert. Indikatoren sind Meßanweisungen, um die möglichen Folgen einer jeden Handlungsoption zu bestimmen. Als Handlungsoptionen gelten die heute bestehenden Energiesysteme, aber auch die sich schon abzeichnenden technischen Neuentwicklungen. Daneben können

[92] O. Renn: *Ein Vorschlag für einen kooperativen Diskurs*, Energie-Dialog, Magazin für Energie- und Umweltpolitik, 2, Juli 1994, S. 35–38.

[93] Zusammenfassend dazu: O. Renn, T. Webler, H. Rakel, P. C. Dienel und B. B. Johnson: *Public Participation in Decision Making: A Three-Step-Procedure*, Policy Sciences, 26, 1993, S. 189–214. Die Quellen: J. Habermas: *Theorie des kommunikativen Handelns*, Zwei Bände, Suhrkamp, Frankfurt am Main 1981; und P. Dienel: *Die Planungszelle*, Westdeutscher Verlag, Opladen 1978).

natürlich auch energiepolitische Maßnahmen, wie Energiesteuern oder Abgaben in ihren Wirkungen abgeschätzt werden. Da viele der Folgen nicht physisch meßbar und manche auch wissenschaftlich umstritten sind, ist es nicht möglich, einen einzigen Wert für jeden Indikator anzugeben. Für den Diskurs ist es entscheidend, die Spannweite wissenschaftlich legitimer Abschätzungen so genau wie möglich zu bestimmen. Dazu ist eine Modifikation des *klassischen Delphi Verfahrens* sinnvoll, bei dem Gruppen von Experten gemeinsam Abschätzungen vornehmen und Diskrepanzen innerhalb der Gruppen in direkter Konfrontation ausdiskutieren.

3. Hat man die Wertdimensionen bestimmt und die Folgen der jeweiligen Handlungsoptionen abgeschätzt, folgt der schwierige Prozeß der Abwägung. Um eine möglichst faire und demokratische Form der Abwägung zu gewährleisten, hat P. Dienel von der Universität Wuppertal vorgeschlagen, die Bevölkerung als »Schöffen« zu gewinnen und es einigen, nach dem Zufallsverfahren ausgesuchten Bürgern zu überlassen, stellvertretend für alle diese Abwägung vorzunehmen. Das Verfahren setzt voraus, daß die am Konflikt beteiligten Parteien einer solchen Lösung zustimmen. Alle Parteien erhalten deshalb die Möglichkeit, in einem Koordinationsausschuß mitzuwirken und den Prozeß der Information und Diskussion der Bürgergruppen zu beaufsichtigen. Daneben sind sie eingeladen, als Zeugen vor den Bürgern auszusagen und ihre Empfehlungen vorzutragen. Die ausgesuchten Bürger haben mehrere Tage Zeit, die Profile der jeweiligen Handlungsoptionen zu studieren, Experten zu befragen, Zeugen anzuhören, Besichtigungen vorzunehmen und sich eingehend zu beraten. Am Ende geben sie eine Handlungsempfehlung ab, die sie wie bei einem Gerichtsverfahren eingehend in einem *Bürgergutachten* begründen müssen. Diese Bürgergutachten werden den Konfliktparteien zur Stellungnahme vorgelegt. Aufgrund der Bürgergutachten und der Stellungnahmen kann dann am berühmten »runden« Tisch ein konsistentes und von einer breiten Mehrheit getragenes Paket von energiepolitischen Maßnahmen geschnürt werden.

Abwägung

runder Tisch

Das hier vorgeschlagene Verfahren hat sich in vielen umweltpolitischen Streitfragen in den USA, in Deutschland und in der Schweiz bewährt. Zur Zeit wird es zur Erstellung eines Abfallbewirtschaftungsplanes für die Region »Nordschwarzwald« angewandt.

7.4.10 Schlußfolgerungen

Faktische Akzeptanz, so die bisherige Analyse, beruht aber auf vielen Faktoren, von denen viele schwerlich als normative Grundlage politischen Handelns gelten können. Wahrnehmungen beruhen z.T. auf Fehlurteilen und schlichtem Nichtwissen, Urteile über Technik sind oft mit symbolischen Attributen verbunden, die nur indirekt mit den Vor- und Nachteilen dieser Technik verbunden sind, Präferenzen in der Bevölkerung sind häufig inkonsistent und schließlich bleibt die Frage nach dem Aggregationsverfahren aller individueller Präferenzen zu einer Wohlfahrtsfunktion ein weiterhin

Akzeptanz nicht gleich Akzeptabilität

Spiel der politischen Kräfte

ungelöstes Problem[94]. Soll die Mehrheit entscheiden, auch wenn nur eine Minderheit betroffen ist? Wer hat das Recht, kollektiv bindende Entscheidungen zu treffen? Die einfache Lösung, den Konflikt um Technik dem Spiel der politischen Kräfte zu überlassen, mag in der Tat die Akzeptanz politischer Entscheidungen erhöhen, aber kaum die Akzeptabilität.

Akzeptabilität kann sich aber auf der anderen Seite nicht von der faktischen Akzeptanz loslösen. In einer demokratischen Gesellschaft bestimmt *das Volk als Souverän*, unter welchen Lebensbedingungen es seine Zukunft gestalten will. Die politische Aufgabe in der Energiepolitik wird darin bestehen, den von energiepolitischen Entscheidungen betroffenen Menschen die zu erwartenden Vor- und Nachteile der jeweiligen Optionen zu verdeutlichen und ihnen auf dieser Basisgrundlage die Möglichkeit rationalen Urteilens zu vermitteln.

Verantwortbarkeit der Kernenergie

In welcher Form man diese Debatte über die energiepolitischen Optionen und damit über die Verantwortbarkeit der Kernenergie führen kann und sollte, ist heftig umstritten. Die Bevölkerung sieht heute die Kernenergie als risikoreich an, wobei das maximal wahrgenommene Katastrophenpotential bei der Bewertung des Risikos wesentlich stärker gewichtet wird als die Eintrittswahrscheinlichkeit. Außerdem glaubt die Mehrheit der Bevölkerung, daß die Entsorgung radioaktiver Abfälle nicht gelöst sei. Diese beiden Komponenten der Einstellung bestimmen die Intensität der ablehnenden Haltung, während die grundsätzliche Überzeugung, ob Kernenergie zum Einsatz kommen soll, eher auf der Zustimmung bez. Ablehnung ihrer wirtschaftlichen Notwendigkeit beruht.

gesellschaftlicher Diskurs

Diese drei Themen werden auch den Erfolg oder Mißerfolg der Bemühungen um einen Energiekonsens bestimmen. Wie oben ausgeführt, brauchen wir dazu einen gesellschaftlichen Diskurs, in dem sowohl die Vorgehensweise wie die inhaltlichen Kriterien der Bewertung diskutiert werden müssen. Die bisherigen Modelle einer diskursiven Lösung der Energieprobleme kranken an der mangelnden Repräsentativität der am Runden Tisch versammelten Gruppenvertreter und der Vermischung von Fakten, Werten und Normen im Rahmen der bisherigen Verhandlungssversuche. Diskursive Lösungen sind nämlich nur dann erfolgversprechend, wenn sie fair, kompetent und effizient angelegt sind. Der hier vorgestellte kooperative Diskurs könnte als Modell dienen, das diese Anforderungen erfüllen hilft.

---

[94] K. M. Meyer-Abich: *Von der Wohlstandsgesellschaft zur Risikogesellschaft. Die gesellschaftliche Bewertung industriewirtschaftlicher Risiken*, Aus Politik und Zeitgeschichte, B 36, 1. September 1989, S. 31–42, hier S. 39 ff.

7.5 Die Kernenergiekontroverse in Deutschland

Bearbeitet von Wolfgang D. Müller (außer 7.5.5.6)

7.5.1 Ursprung der Kernenergiekritik

Die friedliche Nutzung der aus der Kernspaltung gewonnenen Energie ist von ihren allerersten Anfängen an von besorgten und kritischen Stimmen begleitet worden. Sorge und Kritik haben zwei Wurzeln: Zum einen sind es die von der Kernspaltung und den dabei entstehenden radioaktiven Folgeprodukten ausgehenden Strahlungen sowie die potentielle Gefahr einer unkontrollierten Freisetzung von Energie und radioaktiven Stoffen bei einem kerntechnischen Unfall; zum anderen war und ist es die »Geschichte« der Kernenergienutzung, die in den ersten anderthalb Jahrzehnten nach ihrer Entdeckung nahezu ausschließlich einer militärischen Anwendung und ihren zerstörerischen Zwecken galt. Die damit verbundene Geheimhaltung der Entwicklung bei den »Atommächten« verlieh auch den Bemühungen um eine friedliche Nutzung die Aura des Geheimnisvollen, Beängstigenden. Mitunter schien es auch so, als hätten die Bestrebungen um eine weltweite friedliche Kernenergienutzung, die Mitte der 50er Jahre einsetzten, nur eine Alibifunktion für die Atommächte, da vor allem die von den USA ausgehenden Pläne und Förderofferten mit der Bedingung einer internationalen Kontrolle gegen eine militärische Verwendung in den »Nichtatomwaffenstaaten« gekoppelt waren.

Geschichte der Kernenergie

Sorge und Kritik wurden allerdings zunächst bei weitem überstrahlt von den hohen Erwartungen, die in die neu entdeckte Energiequelle gesetzt wurden. Zwar gingen ans Utopische grenzende Hoffnungen in Presse, Medien und mitunter auch in der Politik auf ein paradiesisches »Atomzeitalter«, in dem es Energie fast zum Nulltarif geben würde, etwa ebensoweit an der Realität vorbei wie so viele Attacken gegen die Kernenergie in der späteren öffentlichen und politischen Kernenergiekontroverse, aber durch die Kernspaltung war mit dem Uranerz ein völlig neuer, auf der Welt weitverbreiteter Energierohstoff nutzbar geworden, der zu im Verhältnis zum Energiegehalt sehr geringen Kosten gewonnen werden kann. Jedenfalls waren die Sorgen um einen Energiemangel wegen Erschöpfung der fossilen Energiequellen für wichtige Teile des Energiebedarfs auf absehbare Zeit gebannt.

utopische Hoffnungen

Sorgen um Energiemangel

Verhältnis und Ausmaß von Zustimmung und Ablehnung der Kernenergie haben sich im Laufe der Zeit wesentlich verändert und zu Auseinandersetzungen mit hohem Stellenwert in der Öffentlichkeit und speziell der Politik geführt.

Im Rückblick lassen sich bisher drei zeitliche Abschnitte mit unterschiedlichen Schwerpunkten und Tendenzen feststellen. In der ersten Phase, die bis etwa zum Wechsel der Bundesregierung von der SPD/FDP- zur CDU/CSU/FDP-Koalition reicht, nahm die *Kernenergiekontroverse* zwar nicht kontinuierlich, aber letztlich doch insgesamt an Stärke und Heftig-

Kernenergiekontroverse

keit zu. Die anschließende Zeit nach 1982 brachte eine »Beruhigung« der Kontroverse, die durch ein offensichtlich abnehmendes Interesse der breiten Öffentlichkeit am Thema Kernenergie gekennzeichnet war und häufig als »Normalisierung« angesehen wurde. Dies änderte sich jählings durch die Katastrophe im Kernkraftwerk Tschernobyl in der Sowjetunion, deren Auswirkungen über die Grenzen hinaus auch nach Skandinavien und Westeuropa reichten.

Tschernobyl

Nach Abflauen der heftigen durch Tschernobyl ausgelösten Kontroversen verlor das Thema Kernenergie als Ganzes Ende der 80er und in den 90er Jahren in der Bevölkerung insgesamt und auch als »echtes« Wahlkampfthema an Bedeutung. Kernenergiegegner konzentrierten ihre Angriffe immer mehr auf das Gebiet der Entsorgung radioaktiver Abfälle, insbesondere auf die geplante Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf und die geplanten Endlager Gorleben und Schacht Konrad (sowie nach der Wiedervereinigung auf das Endlager der früheren DDR in Morsleben). An die Stelle der großen Demonstrationen traten verstärkt gerichtliche Auseinandersetzungen und einzelne Attacken wegen angeblicher gefährlicher Auswirkungen aus dem Betrieb einzelner kerntechnischer Anlagen auf die Bevölkerung in ihrer Umgebung. Vor allem aber verlagerte sich der parteipolitische Streit zwischen der SPD und der CDU/CSU/FDP-Koalition im Bund auf den Bereich der atomrechtlichen Genehmigungsverfahren und damit auf eine Auseinandersetzung zwischen Bund und den Bundesländern mit SPD-Beteiligung an der Regierung, bei dem auch die Weisungsbefugnis des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) eine zunehmende Bedeutung erhielt.

Entsorgung

parteipolitischer Streit

Neben allen anderen Formen der Kernenergiekontroverse behaupteten Kernkraftwerksgegner zu allen Zeiten immer wieder, daß in der Umgebung einzelner Kernkraftwerke eine *Häufung strahlenbedingter Erkrankungen* auftrete. Doch wurde dies bisher noch in keinem Fall eindeutig bewiesen. So wurde im norddeutschen Raum 1991 und erneut im Dezember 1992 ein Diskussion darüber ausgelöst, ob Fälle von Leukämieerkrankungen in der niedersächsischen Elbmarsch von dem Kernkraftwerk Krümmel verursacht worden seien. Obwohl eine am 13. Februar 1992 vom BMU vorgelegte Studie aus dem Institut für Medizinische Statistik und Dokumentation der Universität Mainz und eine Stellungnahme der Strahlenschutzkommission (SSK) vom 25. Januar 1993 keinerlei Zusammenhang dieser Art ergab, und eine statistische Auswertung der Chromsomenuntersuchungen an Kindern in der Elbmarsch vom 25. Mai 1993 keine Veränderungen feststellte, wurden die Beschuldigungen gegen Krümmel auch 1994 fortgesetzt. Auch in Bayern gab es Gerüchte über Leukämiefälle in der Umgebung des Forschungsreaktors Garching (dessen geplanter Umbau für höhere Leistung politisch heftig umstritten ist). Nach Mitteilung des bayerischen Umweltministeriums vom Februar 1992 haben jedoch Untersuchungen des Instituts für Strahlenhygiene des Bundesamtes für Strahlenschutz an mehreren Standorten kerntechnischer Anlagen in Bayern keinerlei Hinweise auf derartige Zusammenhänge ergeben. Sowohl die Wismut AG als auch das Bundesamt für Strahlenschutz

Diskussion über Strahlenerkrankungen

erklärten im März/April 1994, daß eine Studie des Instituts für Angewandte Ökologie e.V., Freiburg, die für die Bevölkerung in den Bergbaugebieten Sachsens und Thüringens wegen des früheren Uranbergbaus ein um 10 % höheres Lungenkrebsrisiko behauptet, unberechtigte Ängste verbreite.

Die Veränderungen in den Staaten Osteuropas haben schließlich ein neues Problem entstehen lassen, daß vor allem 1994 die deutsche Öffentlichkeit zeitweise stark beschäftigte, in seinen Einzelheiten aber noch sehr unübersichtlich ist: den Schmuggel von atomwaffenfähigem Material, insbesondere Plutonium, in andere Teile der Welt.

Plutonium-Schmuggel

7.5.2 Themen und Ausdrucksformen der Kontroverse bis 1982

In Deutschland ist der Beginn der Auseinandersetzung um die Kernenergie recht deutlich markiert durch das in Abbildung 7.8 erkennbare Heraufschnellen der Zahl der Einsprüche bei den »Anhörungen«, die zu verstehen sind als Ausdruck der Beteiligung der Bevölkerung an den *Genehmigungsverfahren* für neue Kernkraftwerke. Die Höchstzahl der Einsprüche je Projekt lag noch bis 1970 unter 200. Sie stieg 1971 auf knapp unter 5 000 (Neckarwestheim), 1973 auf knapp unter 10 000 (Krümmel) und erreichte 1974 nahezu 90 000 (Wyhl). Bei den Erörterungsterminen für die Genehmigung der neuen Konvoi-Kernkraftwerke gab es 1981 bei Neckarwestheim-2 und Biblis C je 27 000 Einwendungen, bei Isar 2 ca. 10 000 und bei Emsland etwa 20 000 (davon ca. 4 000 aus den Niederlanden). Aufgrund dieser Da-

Einsprüche gegen Kernkraftwerke

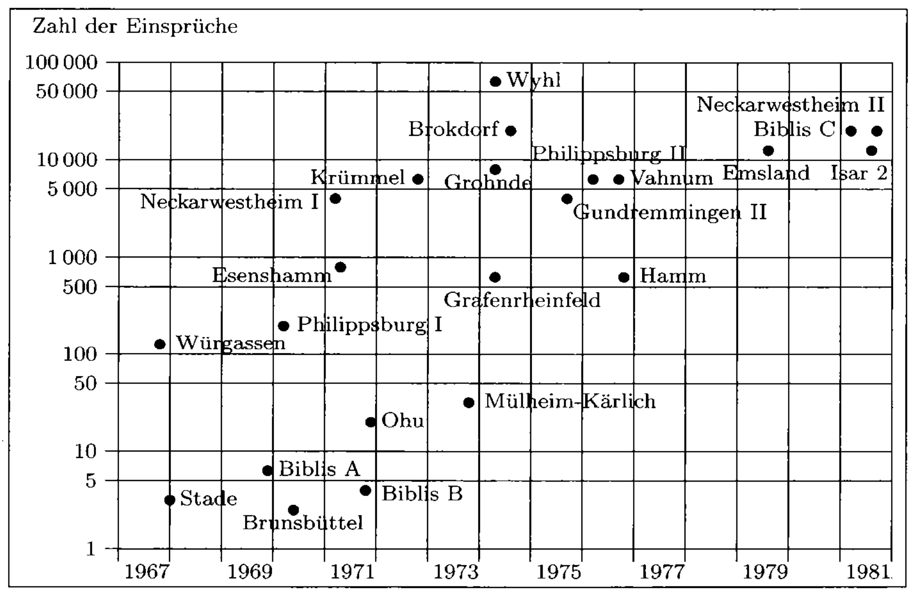


Abbildung 7.8: Zahl der Einsprüche gegen LWR-Kraftwerke in Deutschland (Anhörung nach § 7 AtG).

Zahl der Einsprüche gegen Kernkraftwerke

ten begann die Kontroverse etwa 1971. Bemerkenswerterweise gab es jedoch keineswegs bei allen neuen Kernkraftwerksvorhaben derart viel Widerstand.

Die *Themen der nuklearen Kontroverse* haben gewechselt Am Anfang der Kernenergieentwicklung dominierten die Auseinandersetzungen um die Strahlenbelastung bei störfallfreiem Betrieb, regelmäßig verbunden mit Kontroversen um die Erwärmung der Flüsse und der Atmosphäre. Schon längere Zeit vor Beginn der harten Auseinandersetzungen waren diese bei den Themen aber in den Hintergrund gedrängt durch das vor allem nach dem Störfall im US-amerikanischen Kernkraftwerk Harrisburg(28. März 1979) bestimmende Thema: Risiko eines katastrophalen Reaktorunfalls. Die Rezession seit 1972 erweiterte den Themenkreis um die Auseinandersetzung über das Ausmaß des zuwachsenden Energiebedarfs und die danach vielfach bestrittene Notwendigkeit eines Baus von Kernkraftwerken. Erst später kamen dann die Themen: »Atomstaat« (polizeistaatliche Maßnahmen gegen einen Mißbrauch von Plutonium), »Nonproliferation« (Verhinderung der Verbreitung von Kernwaffen im internationalen Rahmen), »Entsorgung« (Wiederaufarbeitung und Endlagerung des radioaktiven Abfalls) und die im Frühjahr 1983 begonnene, aber bald wieder weitgehend abgeflaute öffentliche Diskussion um die Wirtschaftlichkeit. Die Havarie des französischen Schiffs »Mont Louis« im August 1984 mit Uranhexafluorid für die Anreicherung in der Sowjetunion an Bord entfachte die Diskussion um die Transporte radioaktiven Materials als neues Thema. Die Nonproliferationskontroverse fand ab Mitte 1984 in den Nuklearbetrieben zur Verarbeitung von Kernbrennstoff in Hanau/Hessen ein spezielles politisches Angriffsziel.

Störfall in Harrisburg

Transporte radioaktiven Materials

Die nukleare Auseinandersetzung hatte und hat grundverschiedene *Ausdrucksformen*:

Ausdrucksformen der nuklearen Auseinandersetzung

- nach dem Gesetz vorgesehene *Einsprüche* im Rahmen der Genehmigungsverfahren und Anrufung der Verwaltungsgerichte gegen Bescheide von Genehmigungsbehörden;
- friedliche und unfriedliche *Demonstrationen*, die vielfach von Bürgerinitiativen getragen wurden und die zugleich auch zur Bildung von »grünen« Gruppierungen und Parteien führten;
- Auseinandersetzungen innerhalb der etablierten *Parteien* und zwischen ihnen, nachdem der noch bis Anfang der 70er Jahre bestehende positive Konsens über die Kernenergie verlorengegangen war;
- direkte politische Aktivitäten im *Bundestag* und in den Länderparlamenten und anderen Gremien.

Demonstrationen

In der Zeit bis 1977 kennzeichneten vier *Demonstrationen* die Höhepunkte der militanten Auseinandersetzung um die Kernenergie. Ein erstes Fanal war die am 23. Februar 1975 begonnene, nur kurzfristig unterbrochene und bis zum 7. November 1975 aufrechterhaltene Besetzung des Bauplatzes für das Kernkraftwerk Wyhl am Kaiserstuhl. Schwere Ausschreitungen und heftige Auseinandersetzungen mit den Ordnungskräften kennzeichnen den zweiten Höhepunkt: die durch die erste Teilerrichtungsgenehmigung für das Kernkraftwerk Brokdorf/Unterelbe vom 25. Oktober 1976 ausgelöste

militante Demonstration am 13. November 1976 mit dem vorübergehend erfolgreichen Versuch von 25 000 Demonstranten, die Baustelle gewaltsam zu besetzen. Dritter Höhepunkt war dann die gewalttätige Demonstration (15 000 Teilnehmer) am Bauplatz des Kernkraftwerks Grohnde/Weser am 19. März 1977 – gewalttätig vor allem deshalb, weil 2 000–3 000 zumeist K-Gruppen (KBW, KPW, KPD/ML, KB u.a.) zugehörende Radikale mit schwerem Gerät gegen die Umzäunung und die Polizisten sowie den Bundesgrenzschutz vorgingen. Die Ordnungskräfte zählten 240 Verletzte. Die nächste der bedeutsamen Auseinandersetzungen um Kernkraftwerke ging um den SNR-300 in Kalkar am Niederrhein. An dieser durch geschickten Polizeieinsatz in ihrer Wirkung begrenzten Demonstration nahmen am 24. September 1977 35 000 Kernkraftgegner teil. Die Vermutung einer planvollen Fernsteuerung dieser vier Auseinandersetzungen liegt schon deshalb nahe, weil Demonstrationen gegen Kernkraftwerksbaustellen in ähnlicher Phase des Baufortschritts wie z.B. Grafenrheinfeld und Mülheim-Kärlich unterblieben.

Die bis »Tschernobyl« letzte große Massendemonstration gegen ein Kernkraftwerk galt am 28. Februar 1981 der Fortsetzung des Baus von Brokdorf nach Aufhebung des gerichtlichen Baustopps. Bemerkenswert ist die Koinzidenz der vier schwersten Auseinandersetzungen mit Beschlüssen oder Urteilen von *Verwaltungsgerichten*:

Urteile von Verwaltungsgerichten

- Bauplatzbesetzung in Wyhl am 23. Februar 1975 und Entscheidung des VG Freiburg i. Br. vom 21. März 1975, den Bau zu stoppen;
- teilweise erfolgreicher Versuch einer Besetzung des Bauplatzes in Brokdorf am 13. November 1976 und Baustoppbeschluß des VG Schleswig vom 15. Dezember 1976;
- abgewehrter Versuch einer Besetzung des Bauplatzes in Grohnde am 19. März 1977 und Beschluß des VG Hannover vom 17. März 1977 auf Ablehnung von 16 Baustoppanträgen;
- vergeblicher Versuch einer Besetzung des Bauplatzes Kalkar am 24. September 1977 und Beschluß des Oberverwaltungsgerichts Münster vom 18. August 1977 auf Einholung einer Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, ob § 7 des Atomgesetzes auch die Genehmigung eines Brüterkraftwerkes ermöglicht.

Unverkennbar ist, daß durch diese zumeist gewalttätigen Auseinandersetzungen nicht nur Politiker, Verwaltungen, Elektrizitätserzeuger, Reaktorbauunternehmen und die in diesen Bereichen Beschäftigten verunsichert wurden, sondern auch die Verwaltungsgerichte. Die Anrufung von Verwaltungsgerichten gegen Genehmigungsbescheide von Behörden wurde im Laufe der Jahre zu einem immer häufiger eingesetzten Mittel der Kernenergiegegner. So gibt es praktisch kein deutsches Kernkraftwerk, gegen das nicht eine Klage erhoben oder eine einstweilige Verfügung beantragt wurde. Die meist langwierigen Verfahren laufen nicht nur gegen grundlegende Genehmigungen für Bau und Betrieb (wie die jeweils ersten Teilerrichtungs- und -betriebsgenehmigungen), sondern auch gegen weitere Teilgenehmigungen für spätere Errichtungsschritte oder Änderungen (siehe Kapitel 7.5.7).

Gerichtsverfahren

Als besonders stark umstritten erwies sich dabei zeitweise die Einrichtung von Kompaktlagern in den Kernkraftwerken, durch die die Lagerkapazität für abgebrannte Brennelemente im Kraftwerk selbst wesentlich erhöht und damit etwaigen Lagerengpässen bis zum Abtransport in Zwischenlager oder zur Wiederaufarbeitung vorgebeugt werden kann. Die Einsprüche in den Genehmigungsverfahren gegen Kompaktlager erreichten zahlenmäßig ihren Höhepunkt mit 15 600 Einwendern bei Gundremmingen B (Juli 1980) (siehe auch unten).

Verfassungs-
beschwerden

In einer Reihe von Fällen wurde im Laufe der Jahre auch gegen Urteile von Verwaltungsgerichten, die Klagen gegen Kernkraftwerksgenehmigungen ablehnten, *Verfassungsbeschwerden* erhoben (siehe Kapitel 7.5.7.2). Sie wurden bisher sämtlich zurückgewiesen bzw. nicht angenommen: Grohnde 1979 und 1982, Mülheim-Kärlich 1979 und 1981 (Streitwert), Krümmel 1982, Wyhl 1982, Stade 1982, Neckarwestheim II (Oktober 1984). Gemessen an der Zahl der Einsprüche und Gerichtsverfahren, sind die direkten Auswirkungen dieser Formen der nuklearen Kontroverse lange Zeit verhältnismäßig gering geblieben. Allerdings haben die Verwaltungsgerichtsverfahren und verschiedene, vor allem in erster Instanz sehr unterschiedliche Urteile sicherlich zur Erhöhung der technischen Sicherheitsanforderungen bei deutschen Kernkraftwerken, aber zweifellos auch zur Erhöhung des Aufwands und der Kosten und zur Verlängerung der Genehmigungsverfahren beigetragen. Denn der Expansion von Begutachtung und Dokumentation lag nicht zuletzt das Bestreben der Genehmigungsbehörden zugrunde, ihre Entscheidungen »gerichtsfest« zu machen.

Erhöhung
der Kosten

Bau- und Betriebs-
unterbrechungen von
Kernkraftwerken

Wenngleich in dieser Phase bei keinem Kernkraftwerk der Bau durch eine verwaltungsgerichtliche Entscheidung verhindert wurde, lagen doch zahlreiche Baustellen und auch betriebsbereite Werke wegen solcher Entscheidungen zeitweise still: Wyhl vom 19. Februar 1975 bis zum 31. März 1982 (seither sind politische Gründe maßgebend dafür, daß der Bau nicht begonnen wurde); Brokdorf zwischen dem 17. Dezember 1976 und dem 6. Februar 1981; Grohnde zwischen dem 20. Oktober 1977 und dem 23. Februar 1979; Mülheim-Kärlich bei verspätetem Baubeginn während drei Monaten im Jahr 1977; Esenshamm/Unterweser bereits betriebsbereit seit November 1976, jedoch erst am 15. September 1978 zum Betrieb freigegeben; Isar 2 zwischen dem 16. Januar und dem 2. April 1984. Bei Brunsbüttel wurde die Wiederinbetriebnahme nach dem Störfall vom Juni 1976 gerichtlich im Sommer 1980 um zwei Monate verzögert.

7.5.3 Die politischen Parteien in der Nuklearkontroverse bis 1982

Die Zuspitzung der Auseinandersetzungen um die Kernenergie, die in den erwähnten Massendemonstrationen der Jahre 1975–1977 ihren auffälligsten Ausdruck fand, brachte für die politischen *Parteien* die Notwendigkeit, ihre Haltung zur Kernenergie festzulegen. Der politische Meinungsbildungspro-

zeß führte im Laufe des Jahres 1977 dann auch zu einer ersten Abklärung – zunächst positiver, als Anfang 1977 erwartet wurde:

— Die Unionsparteien votierten am 23. September in München und am 10./11. Oktober in Hannover einmütig für die Kernenergie.

— Auf ihrem Parteitag am 8. November in Kiel rang sich auch die FDP zu einer aufgeschlossenen Haltung durch, nachdem noch am 28. Juni in Saarbrücken ein Moratorium beschlossen worden war.

— Nicht zuletzt unter dem Eindruck des Betriebsrätekongresses im November in Dortmund einigte sich schließlich am 17. November auch die SPD in Hamburg auf eine Formel, die – bei Vorrang der Kohle – den weiteren Ausbau der Kernenergie zuließ. Vorher, am 20. September, hatte sich der SPD-Vorstand mehrheitlich für ein Moratorium ausgesprochen.

Entsorgungsvorsorge

Mit der Novellierung des Atomgesetzes im Jahr 1976 wurde die *Entsorgung* der Kernkraftwerke auch rechtlich zu einer zentralen Voraussetzung sowohl für den weiteren Ausbau der Kernenergienutzung im allgemeinen wie für den Betrieb jedes einzelnen Kernkraftwerks. Dadurch wurden auch die Auseinandersetzungen um die einzelnen Entsorgungsschritte und die zugehörigen Maßnahmen und Entsorgungseinrichtungen zum Kernpunkt der nuklearen Kontroverse.

nukleare Kontroverse

Am 22. Februar 1977 entschied sich die niedersächsische Landesregierung für *Gorleben* als Standort des vorgesehenen Entsorgungszentrums. Damit hatte die nukleare Kontroverse einen neuen Mittelpunkt von unveränderter Brisanz. Es ging dabei vor allem um die von der Bundesregierung wiederholt und nachhaltig bei der niedersächsischen Landesregierung angemahnte Entscheidung, der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) Tiefbohrungen zu gestatten, um – über die von der Reaktorsicherheits- und Strahlenschutzkommission am 20. Oktober 1977 attestierte unbedenkliche Realisierbarkeit des Zentrums hinaus – den vom Verwaltungsgericht Lüneburg als Vorbedingung für eine erste Teilerrichtungsgenehmigung für Brokdorf am 17. Oktober 1977 geforderten Nachweis einer Eignung des Salzstocks Gorleben für die Endlagerung radioaktiver Abfälle zu erbringen. Diese Auseinandersetzung zwischen Hannover und Bonn war begleitet von Demonstrationen und gewaltsamen Bemühungen von Kernkraftgegnern, die Verwirklichung des Projekts Gorleben zu verhindern. Hingewiesen sei auf die Demonstration von 15 000 Kernkraftgegnern am 13. März 1977 in Gorleben.

Rede-Gegenrede

Mit der Ankündigung der niedersächsischen Landesregierung, sie werde über das Vorhaben Gorleben auf der Grundlage des als Rede-Gegenrede bezeichneten Hearings vom 28. März bis zum 3. April 1979 entscheiden, traten die Auseinandersetzungen in eine neue Phase. So demonstrierten am 31. März/1. April 1979 in Hannover 40 000 Kernkraftgegner gegen das geplante Zentrum. Vorausgegangen war ein Treck mit landwirtschaftlichen Fahrzeugen, der von Gorleben nach Hannover führte. Der niedersächsische Ministerpräsident E. Albrecht zog am 16. Mai 1979 aus dieser Lage die für die weiteren Auseinandersetzungen zwischen dem Bund und Niedersachsen bestimmende Konsequenz: Obwohl ein nukleares Entsorgungszentrum nach

seiner Auffassung, auch nach dem Hearing Rede-Gegenrede, sicherheitstechnisch realisierbar sei, könne es politisch nicht durchgesetzt werden. Er empfahl daher, »das Projekt Wiederaufarbeitung nicht weiterzuverfolgen«. Dagegen solle das Projekt Endlagerung realisiert werden. Tatsächlich sind die Tiefbohrungen dann auch am 10. September 1979 – wiederum gegen Widerstand – aufgenommen worden. Während die ersten beiden Tiefbohrungen, wenn auch mit großem Aufwand an Sicherheitsmaßnahmen, ohne größere Behinderungen abliefen, gab es im Mai 1980 eine der spektakulärsten Aktionen gegen nukleare Einrichtungen: Mehrere Tausend Kernenergiegegner und Umweltschützer besetzten den Tiefbohrplatz 1004 und errichteten ein Zelt- und Blockhüttendorf, die »Freie Republik Wendland«, bis der Platz am 5. Juni 1980 von der Polizei im wesentlichen ohne Zwischenfälle geräumt wurde. Die Erwartung, daß nach der Beschränkung des Entsorgungsprojekts Gorleben durch den Verzicht auf die Wiederaufarbeitung am Standort Ruhe einkehren würde, hatte also getrogen. Andererseits hatte die am 28. September 1979 zwischen der Bundesregierung und den Ministerpräsidenten sämtlicher Länder zustande gekommene Einigung über die Entsorgung – Zwischenlager, Endlager und Festhalten an der Absicht, wiederaufzuarbeiten ohne Fixierung auf Gorleben – zunächst dem Streit viel von seiner innerparteilichen und zwischenparteilichen Brisanz genommen.

»Freie Republik Wendland«

Die Entwicklungen in der zweiten Hälfte der 70er Jahre sind der Hintergrund für das Auftreten der »Grünen Listen« mit einer Verlagerung der nuklearen Kontroverse in die *Wahlkämpfe*, in die Gremien der etablierten Parteien und vielfach auch auf die parlamentarische Ebene. Mit Beginn des Jahres 1980 wurde damit ein neuer Abschnitt der Akzeptanzkrise eingeleitet. Nach ihren ersten Erfolgen bei den Kommunalwahlen am 5. März 1978 in Schleswig-Holstein, erreichten die Grünen Listen bei den gleichzeitig am 4. Juni 1978 durchgeführten Wahlen in Niedersachsen und in Hamburg Stimmenanteile zwischen 3,5 und 4,5 %. Zugleich verfehlte in beiden Parlamenten die FDP die Fünfprozentmarke.

die nukleare Kontroverse in Wahlkämpfen

Aus diesen Gründen war es verständlich, daß sich die Parteien verstärkt um die Grünen Wähler bemühten, voran die SPD, um potentielle Wählergruppen zurückzugewinnen, und die FDP, die bestrebt sein mußte, wenigstens 5 % der Stimmen zu erhalten, um in den Parlamenten präsent zu bleiben. Die Lage schien allen etablierten Parteien gefahrvoll, da nicht nur im Bundestag sondern auch in der Mehrzahl der Landtage die Regierungspartei(en) der Opposition nur um wenige Stimmprozente voraus waren. In den »kritischen Ländern« war dieser Vorsprung im Frühjahr 1979, d.h. nach den Wahlen in Niedersachsen und Hamburg, geschrumpft auf 3,2 % in Schleswig-Holstein, 3,3 % in Hessen, 2,3 % in Niedersachsen, 9,8 % in Rheinland-Pfalz, 1,9 % in Bremen, 14,9 % im Saarland, 4,7 % in Nordrhein-Westfalen, 5,8 % in Berlin und 1,9 % im Bundestag nach der Wahl Ende 1976.

Das Werben um die Wählergunst mit ökologischen Argumenten hatte für die etablierten Parteien zunächst Erfolg. Die Grünen Listen konnten ihre günstigen Ergebnisse nicht wiederholen.

Schleswig-Holstein

Eine in jeder Hinsicht für die Kernenergie entscheidende Landtagswahl

fand am 29. April 1979 in *Schleswig-Holstein* statt. Hier stand nicht nur das Kabinett Stoltenberg und damit die Mehrheit der unionsregierten Länder im Bundesrat auf dem Spiel, sondern zugleich auch, ob sich die kategorisch ablehnende Haltung der beiden Oppositionsparteien zur Kernenergie durchsetzen und damit das Zeichen für eine nuklearpolitische Wende in SPD und FDP gegeben werde. Die Oppositionsparteien mit dem Ministerpräsidentenkandidaten K. Matthiesen hatten sich darauf festgelegt, im Falle ihres Wahlsieges kein weiteres Kernkraftwerk in Schleswig-Holstein mehr zu bauen, auch nicht Brokdorf. Der SPD-Landesvorsitzende G. Jansen wollte zudem auch das im Bau befindliche Kernkraftwerk Krümmel nicht in Betrieb gehen lassen. Der Wahlkampf, in den der Unfall am 28. März 1979 in Harrisburg fiel, stand ganz im Zeichen der Kernenergie. Nicht ohne Berechtigung verwies die schleswig-holsteinische Landesregierung dabei hin auf den Widerspruch zwischen der Pro-Option im Energieprogramm wie auch in den amtlichen Erklärungen der SPD-FDP-Bundesregierung und der Kontra-Option der beiden Bonner Regierungsparteien im Landtagswahlkampf. Das äußerst knappe und in der Wahlnacht lange ungewisse Ergebnis der Wahl war dann ein leichter Gewinn der SPD (+1,6 %) und ein leichter Verlust der CDU (−2,1 %), die aber stärkste Partei blieb.

Mit der nächsten Wahl auf Landesebene – der Bürgerschaftswahl am 7. Oktober 1979 in *Bremen* – erreichten die »Grünen« mit 5,14 % der abgegebenen Stimmen erstmals den Eintritt in ein Landesparlament. Das brachte neue Unruhe in die etablierten Parteien.

erstmals Grüne im Parlament

Im *Bundestagswahlkampf* im Herbst 1980 spielte das Thema Kernenergie nicht die vielfach erwartete zentrale Rolle. Nur bei der Eröffnungsveranstaltung der 11. Weltenergiekonferenz am 8. September 1980 in München standen sich die beiden Kanzlerkandidaten mit ihren Aussagen zur Kernenergie gegenüber. H. Schmidt wiederholte sein eingeschränktes Ja zur Kernenergie: »Wir müssen den schmalen Weg finden, der genügend Energie und zugleich genügend Sicherheit bietet«. Auf der ganzen Welt sind aber »die technischen Probleme der Entsorgung noch nicht befriedigend gelöst«. F. J. Strauß stellte demgegenüber fest, er träte »ohne Wenn und Aber für die Kernenergie ein«.

Bei der Wahl am 5. Oktober 1980 konnte die FDP ihren Stimmenanteil deutlich – von 7,9 auf 10,6 % – erhöhen. Der Stimmenanteil der CDU/CSU fiel stark zurück: von 48,6 auf 44,5 %. Die SPD gewann leicht hinzu und steigerte ihren Stimmenanteil von 42,6 auf 42,9 %. Die Grünen erreichten nur 1,5 % der abgegebenen Stimmen und verfehlten damit deutlich ihr Ziel, im Bundestags vertreten zu sein.

Die Regierungserklärung »Mut zur Zukunft« der durch den Wahlsieg bestätigten Koalition zwischen SPD und FDP wiederholte zur Kernenergie im wesentlichen frühere Aussagen. Diese Energie sollte auf die Deckung des Restbedarfs beschränkt bleiben. Ihr weiterer Ausbau sollte – eindeutiger noch als bisher – von den Fortschritten in der Entsorgung abhängig gemacht werden, d.h. – im Klartext – davon, daß die Regierungen des Bundes und der Länder die Voraussetzungen für den Bau wenigstens einer Wiederaufarbeitungsanlage schafften. Neue Probleme für die Kernenergie entstan-

den vornehmlich nur dadurch, daß die schwierige Finanzlage des Bundes Kürzungen bei den finanziellen Förderprogrammen für die beiden fortgeschrittenen Reaktorlinien erforderte.

Gleichwohl ist festzustellen, daß die damals neue Bundesregierung, insbesondere auch der neue Forschungsminister A. von Bülow (SPD) sich eindeutiger zum Ausbau der Kernenergie bekannte als die Amtsträger der vorangegangenen Legislaturperiode.

Wahlerfolge für die Grünen

Die neue Legislaturperiode brachte überwiegend zunehmende *Wahlerfolge für die Grünen*, die am 13. Januar 1980 in Karlsruhe eine Bundespartei »Die Grünen« gegründet hatten. Kulmination war ihr Einzug in den Bundestag mit einem Stimmenanteil von 5,6 % in der vorgezogenen Bundestagswahl am 6. März 1983.

Stärker noch als von den Wahlerfolgen der offen und eindeutig gegen die Kernenergie zu Felde ziehenden Grünen wurde die nukleare Kontroverse beeinflußt von den sich weiter verschärfenden *Auseinandersetzungen* innerhalb der beiden Parteien, die die *Regierungskoalition* bis zum 1. Oktober 1982 stellten – der SPD und der FDP. Als Auslöser des um die Jahreswende 1980/81 beginnenden weiteren Abschnitts der Kontroverse um die Kernenergie in Deutschland kann man den Meinungskampf innerhalb der Hamburger SPD um das Bauvorhaben Kernkraftwerk Brokdorf ansehen.

KKW Brokdorf

Schon im Winter 1979/80 hatte nicht nur die schleswig-holsteinische Landesregierung, sondern auch der Hamburger Finanzsenator W. Nölling in seiner Eigenschaft als Aufsichtsratsvorsitzender der an der Kernkraft-

Kernkraftwerk Brokdorf

Abbildung 7.9: Das Kernkraftwerk Brokdorf an der Unterelbe.
Photo: C. Salander.

werk Brokdorf GmbH zur Hälfte, aber nicht federführend beteiligten Hamburgischen Electricitätswerke AG, der HEW, gefordert, mit dem Bau zu beginnen. Der in seiner Meinung gespaltene Hamburger Senat schob die Entscheidung mehrfach hinaus. Er wollte zunächst das Votum eines zu diesem Zwecke einberufenen Sonderparteitages der Hamburger SPD abwarten. Dieses Gremium stimmte am 2. Februar 1981 mit 198 zu 157 *gegen* eine Beteiligung Hamburgs am Bau dieses Kraftwerks, nachdem noch kurz vorher, am 11. Januar 1981, der Landesvorstand der Hamburger SPD mit 12 zu 2 einen Antrag an diesen Parteitag gebilligt hatte, in dem es hieß, daß ein einseitiger Ausstieg Hamburgs aus Brokdorf nicht in Betracht kommt. Nach dem bezeichneten Parteitagsvotum beschloß der Hamburger Senat am 10. Februar 1981 mit der knappen Mehrheit von 7 zu 6 Stimmen, auf ein Ausscheiden der HEW aus dem Projekt Brokdorf hinzuwirken.

Hamburgs Ausstieg aus Brokdorf

Am 6. Februar 1981 wurden die Bauarbeiten wiederaufgenommen. Eine zu diesem Zeitpunkt nicht erwartete neue Wende nahmen die Auseinandersetzungen um Brokdorf mit dem am 25. Mai 1981 verkündeten Entschluß H.-U. Kloses, vom Amt des Bürgermeisters der Hansestadt zurückzutreten, weil er »für seine Bestrebungen, die HEW zum Ausscheiden aus dem Beteiligungsvertrag an dem Kernkraftwerk Brokdorf zu veranlassen, keine mehrheitliche Unterstützung beim Hamburger SPD-Landesverband und bei der SPD-Fraktion erreichen konnte«.

Die negative Entscheidung des Hamburger Senats zu Brokdorf brachte nicht nur die Hamburger, sondern praktisch die gesamte norddeutsche SPD in Konflikt mit Bundesregierung und Bundeskanzler, die an diesem Vorhaben festhielten. Der SPD-Oppositionsführer in Schleswig-Holstein, K. Matthiesen, trat deshalb als Spitzenkandidat für die Landtagswahl 1983 zurück. Der Kieler SPD-Landesvorsitzende G. Jansen hatte bereits vorher erklärt, Brokdorf werde mit einem Wahlsieg der SPD 1983 gestoppt, unabhängig davon, was eine SPD-geführte Bundesregierung dazu sage und was mögliche Koalitionspartner zu Brokdorf entschieden. Die SPD ging damit bundesweit in eine schwere Krise.

Auch die SPD-Landesregierung von *Nordrhein-Westfalen* hatte bereits Ende 1979 bekräftigt, daß sie bei einem Sieg in der Landtagswahl im Mai 1980 für die nächsten fünf Jahre bis 1985 kein neues Kraftwerk genehmigen wolle. Vor allem aber war der *baden-württembergische* Landesparteitag der SPD im Juli 1979 Schauplatz einer Kraftprobe zwischen dem vor allem durch die Haltung des Bundeskanzlers H. Schmidt geprägten Flügel, der die Kernenergie für unverzichtbar hielt, und dem von E. Eppler angeführten Flügel mit der auch von den Jungsozialisten getragenen Auffassung, daß auf die Kernenergie, wenigstens auf deren weiteren Ausbau, verzichtet werden könne. Hier vermochte sich der Landesvorsitzende E. Eppler mit großer Mehrheit mit dem Beschluß durchzusetzen, die in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke zwar weiter zu betreiben, gleichwohl aber eine Energiepolitik zu entwickeln, die einen Verzicht auf den weiteren Ausbau der Kernenergie möglich machen sollte.

kein neues KKW in Nordrhein-Westfalen

Der *Parteitag der SPD* vom 3. bis zum 7. Dezember 1979 in Berlin zog einen vorläufigen Schlußstrich unter diese Auseinandersetzungen, ohne aber deutlich klarzustellen, ob nach dem Willen dieser Partei die Kernenergie weiter ausgebaut werden sollte oder nicht. Mit einer Mehrheit von 3 zu 2 fand der am 4. Oktober 1979 vom SPD-Vorstand mit 24 zu 4 Stimmen (Nein-Stimmen: E. Eppler, R. Überhorst, H. B. Schäfer und der Jusovorsitzende M. Müller) und am 13. Oktober 1979 von der Antragskommission mit 17 zu 12 Stimmen beschlossene »Leitantrag zur Energiepolitik«, der »Antrag 500«, Zustimmung. Dieser Antrag war von der Energiekommission der Partei unter Vorsitz von H. Ehmke vorbereitet worden.

Haltung der SPD

Die SPD bekräftigt in dem Leitantrag die auf dem Hamburger Parteitag 1977 beschlossenen Grundsätze: Sie räumt der heimischen Kohle in der Energieversorgung absoluten Vorrang ein. Wie wenig es gelungen war, zu einer einheitlichen Haltung in der Kernenergiefrage zu gelangen, demonstriert die Feststellung des Fünfpunkteprogramms, das der SPD-Bundesvorstand auf Vorschlag des Vorsitzenden W. Brandt am 12. Februar 1981 verabschiedete: »Sowohl der Bau eines Kernkraftwerkes in Brokdorf wie auch der Bau alternativer Kohlekraftwerke mit Wärmekraftkopplung als Ersatz für Brokdorf stehen in Übereinstimmung mit dem Parteitagsbeschluß der SPD.« Brandt bestätigte dies am gleichen Tage mit der Aussage: »Ein kräftiges ›Sowohl-als-Auch‹. Ein eindeutiges ›Ja oder Nein‹, das ist die Sachlage. Das entspricht genau den Beschlüssen«.

Diese Situation hielt auch 1982 noch an. In den Leitantrag des Parteivorstands zum *SPD-Parteitag* im April 1982 in München war in kontroverser Abstimmung innerhalb der Antragskommission ein Passus aufgenommen worden, der ein Kernkraftwerksmoratorium für die nächsten beiden Jahre forderte. Dies galt als Kompromißvorschlag, der von den beiden Präsidiumsmitgliedern H.-J. Vogel und E. Eppler vertreten wurde, jedoch unter anderem gegen die Stimme des Vorsitzenden der Antragskommission, H. Ehmke, angenommen worden war. Auf dem Parteitag selbst konnte sich am 22. April 1982 der Parteivorstand mit der Kanzlerlinie gegen den linken Flügel der Partei und die Antragskommission durchsetzen: Die Delegierten stimmten im Verhältnis 60 zu 40 gegen ein Moratorium.

Haltung der FDP

Das zweite Halbjahr 1978 stand für die *Kernenergiepolitik der FDP* im Zeichen einer Zerreißprobe. Nachdem der Zweite Senat des Bundesverfassungsgerichts am 8. August 1978 auf die Vorlage des Oberverwaltungsgerichts Münster vom 18. August 1977 entschieden hatte, daß § 7 des Atomgesetzes auch die Genehmigung von Brüterkraftwerken gestatte, weigerte sich der Wirtschaftsminister von Nordrhein-Westfalen, H. L. Riemer, die anstehende 3. Teilerrichtungsgenehmigung für den SNR-300 in Kalkar im Kabinett mitzutragen. Die Landesregierung war aber bereit, sich durch ein Votum aus Bonn zu einer solchen Genehmigung drängen zu lassen. Die von der Bundesregierung beantragte Abstimmung des Bundestags über eine Vorlage für den Weiterbau des Brüters drohte dann aber daran zu scheitern, daß sechs Abgeordnete der FDP dagegen votieren wollten: die Abgeordneten H. Schuchardt, I. Matthäus, M. Vohrer, F. Hölscher, H. Hausmann

und K. Gärtner. Erst eine Rücktrittsdrohung der der FDP angehörenden vier Bundesminister und des Fraktionsvorsitzenden W. Mischnick vermochte diese »Kalkar-Rebellen« dahin zu bringen, sich bei dieser Vorlage wenigstens der Stimme zu enthalten, so daß sie am 14. Dezember 1978 eine Mehrheit von 230 zu 225 fand.

Dieser Abstimmung war der *Bundesparteitag der FDP* vom 12. bis zum 14. November 1978 in Mainz vorausgegangen. Dort hatte man sich zu dem Grundsatz bekannt, der Einsatz von Atomstrom solle durch rationellere Ausnutzung und Einsparung von Energie sowie durch Erschließung neuer nichtnuklearer Energiequellen überflüssig gemacht werden; nur ein etwaiger verbleibender Restbedarf sei durch Kernenergie zu decken. Dieser überaus restriktive und zudem kaum zu praktizierende Beschluß wurde auf dem 30. ordentlichen Parteitag am 18. Juni 1979 in Bremen revidiert durch Rückkehr zu einem bereits auf dem Kieler Parteitag im November 1977 erreichten Kompromiß, einem bedingten Ja zur Kernenergie, wobei vorgesehen war, daß später andere Energien an die Stelle der Kernenergie treten sollen, und gefordert wurde, ein Entsorgungszentrum unter Einschluß einer Wiederaufarbeitungsanlage zu schaffen.

Haltung der CDU

Die *CDU* behielt die auf ihrem *Energieparteitag* am 9. und 10. Oktober 1977 in Hannover festgelegte Linie einer einmütigen Befürwortung der Kernenergie ohne wesentliche Änderung bei – ungeachtet auch aller hiergegen sprechenden Ereignisse, wie die zu Lasten ihrer Jungwähler gehenden Erfolge der beiden anderen Parteien und der Grünen Listen, und auch ungeachtet der durch den Unfall in Harrisburg ausgelösten Besorgnisse.

Allerdings war das Verhalten unionsgeführter Länderregierungen nicht immer im gleichen Maße eindeutig und der Kernenergie förderlich. So trug vor allem die Ablehnung des niedersächsischen Ministerpräsidenten E. Albrecht, der Errichtung eines Entsorgungszentrums für die gesamte Bundesrepublik – und insbesondere einer Wiederaufarbeitungsanlage für abgebrannte Brennelemente – zuzustimmen, entscheidend zu den politischen Schwierigkeiten mit der Entsorgung der Kernkraftwerke bei. Auch der baden-württembergische Ministerpräsident L. Späth verhinderte nach Aufhebung des gerichtlichen Baustopps für das Kernkraftwerk Wyhl dessen Baubeginn.

Schließlich trug bei der Bundestagsabstimmung über den Weiterbau des *Schnellbrüter-Prototyps SNR-300* im Dezember 1978 die Stimmenthaltung, zu der sich die Unionsfraktion trotz ihrer Befürwortung des Weiterbaus entschloß, zu einer erheblichen politischen Gefährdung dieses Projekts bei.

Es würde den dieser Darstellung gesetzten Rahmen sprengen, wenn alle in diesen und späteren Jahren für die deutsche Kernenergieentwicklung wichtigen politischen Ereignisse hier aufgezählt würden. Mehr oder minder willkürlich seien hier nur drei Vorgänge herausgegriffen: Die Einsetzung einer Enquete-Kommission, die Abhaltung verschiedener großer Energiedebatten durch den Bundestag und die Problematik der Meinungsumfragen.

7.5.3.1 Die Enquete-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik«

Enquete-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik«

Am 8. Mai 1979 konstituierte der Deutsche Bundestag die (erste) Enquete-Kommission »Zukünftige Kernenergiepolitik«. Diese Kommission unter dem Vorsitz des SPD-Abgeordneten R. Überhorst und unter dem stellvertretenden Vorsitz des CDU-Abgeordneten L. Stavenhagen war beauftragt, bis zum 31. Mai 1980 über ihre Beratungen und die dabei erzielten Ergebnisse zu berichten. Bei diesem Auftrag spielte sicherlich auch die Hoffnung mit, das Plenum des Bundestags könne aus den Auseinandersetzungen um die Kernenergie herausgehalten werden, solange die Kommission an ihrem Bericht arbeitet.

Entgegen den Erwartungen gelang es der Kommission, zu einem recht breiten Konsens auf der Basis des »historischen Kompromisses« Sparen plus Kernenergie zu finden. In ihrem als Bundestagsdrucksache 8/4341 am 27. Juni 1980 vorgelegten Bericht sprach sich eine Minderheit der Kommission eindeutig und ohne wesentliche Vorbehalte für die Kernenergie aus. Aber auch die der Kernenergie reservierter gegenüberstehende Mehrheit wollte die vorhandenen Kernkraftwerke weiter betreiben, die im Bau befindlichen Kernkraftwerke vollenden und ans Netz gehen lassen und – wenigstens bis 1990 – weitere Kernkraftwerke nach Bedarf in Auftrag geben. Ungeachtet aller Vorbehalte, bewußten Fehlinterpretationen und Mißdeutungsmöglichkeiten wurde damit von allen fünfzehn Mitgliedern der Enquete-Kommission klargestellt, daß Deutschland auf die Kernenergie nicht verzichten kann.

Der Bericht fand in der Öffentlichkeit ein unterschiedliches Echo. So wurde z.B. sowohl vom Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) als auch vom Bundesverband der Bürgerinitiativen Umweltschutz (BBU) kritisiert, daß der Bericht keine Grundlage für eine politische Entscheidung liefere, sondern die Frage nach der weiteren Rolle der Kernenergie auf das Jahrzehnt nach 1990 verschiebe.

Der *Bundestag*, der eine erste Aussprache über den Bericht am 3. Juli 1980 abhielt, benötigte bis zum 30. Januar 1981 für die Überweisung an verschiedene Ausschüsse und beriet und verabschiedete schließlich am 10. Dezember 1981 eine Beschlußempfehlung des Ausschusses für Forschung und Technologie.

Bundestagsbeschluß

Der Bundestagsbeschluß, der eine Reihe detaillierter Empfehlungen an die Bundesregierung enthält, erging auf Antrag der SPD-FDP-Koalition und sah im wesentlichen die Beibehaltung einer Flexibilität in den Energieversorgungsstrukturen und einen allerdings auf das notwendige Maß beschränkten Zubau an Kernkraftwerken in den 80er Jahren vor.

zweite Enquete-Kommission

Bereits vorher, am 26. Mai 1981, hatte der aus den Wahlen vom 5. Oktober 1980 hervorgegangene 9. Bundestag, wenn auch erst nach langem Tauziehen, auf Antrag der Regierungskoalition gegen die Stimmen der CDU/CSU eine neue, *zweite Enquete-Kommission* eingesetzt, die sich am 15. Juni 1981 unter Vorsitz des SPD-Abgeordneten H. B. Schäfer konstituierte. Sie erhielt unter anderem den konkreten Auftrag, dem Bundestag bis

zum 31. Juli 1982 eine Empfehlung hinsichtlich einer möglichen Inbetriebnahme des SNR-300 zu geben.

Dies führte zu sehr unterschiedlichen Auffassungen innerhalb der Kommission und zu einer Verschiebung des Abgabetermins des Kommissionsberichts wegen verspäteter Abgabe einer Studie einer »Kritikergruppe« unter den herangezogenen Gutachtern. In dem schließlich am 23. September 1982 vorgelegten Bericht der Kommission zu diesem Punkt wurde von den sieben Abgeordneten und neun Sachverständigen, die der zweiten Enquete-Kommission angehörten, mit 11 zu 5 Stimmen empfohlen, den vom Bundestag am 14. Dezember 1978 beschlossenen Vorbehalt zur Inbetriebnahme des SNR-300 aufzuheben. Eine Bundestagsdebatte mit erster Lesung fand bereits am 30. September statt. Am 3. Dezember 1982 hob der Bundestag mit der Mehrheit der neuen CDU/CSU-FDP-Koalition den Vorbehalt dementsprechend auf.

Die Kommission selbst stellte ihre Arbeit am 13. Dezember 1982 ein und legte dem Bundestag nach Ende der verkürzten Legislaturperiode am 24. März 1983 einen Bericht über den Stand ihrer Arbeiten vor; von den fünf Punkten ihres Auftrags war nur Punkt 1 abgeschlossen worden. Der aus der Wahl vom 6. März 1983 hervorgegangene 10. Bundestag setzte keine weitere »Enquete-Kommission« zur zukünftigen Energiepolitik ein.

7.5.3.2 Die Energiedebatten des Bundestages

Der Bundestag führte im Laufe der Jahre eine ganze Reihe von Energiedebatten durch, die sich zum Teil auf einzelne Teilbereiche wie etwa die Schnellbrüterentwicklung, die Reaktorsicherheit oder die nukleare Entsorgung bezogen, zum Teil aber umfassend die gesamte Energiepolitik betrafen. In all diesen Debatten stand die Kernenergie im Mittelpunkt der parteipolitischen Auseinandersetzungen.

Bundestagsdebatten

Neben den bereits erwähnten Bundestagsdebatten, die 1978 zum Brütervorbehalt des Bundestags und 1982 zu seiner Aufhebung geführt hatten, und neben den Debatten im Zusammenhang mit der Arbeit der Enquete-Kommissionen sei hier noch kurz an einige andere Bundestagsdebatten erinnert:

Die Aussprache am 4. Juli 1979, die ungeachtet aller fundamentalen Auffassungsunterschiede nur zu wenig kontroversen Aussagen führte, machte deutlich, daß in der politischen Auseinandersetzung um die Kernenergie mehr und mehr Leerformeln, wie sparsame Energieverwendung, Vorrang der Kohle, Deckung des »Restbedarfs«, Aufrechterhaltung der »Option« usw., verwendet wurden, Formeln, die die unterschiedlichen Auffassungen eher verdeckten als hervortreten ließen.

Eine zweite, von der CDU/CSU-Fraktion am 29. November 1979, also noch vor dem SPD-Parteitag Anfang Dezember in Berlin, erzwungene Aussprache bestätigte die unvermindert kontroverse Haltung zur Kernenergie. Das Klima der Debatte wurde auch dadurch bestimmt, daß nur kurze Zeit vorher, am 14. Oktober 1979, in Bonn eine vom *Bundesverband der*

BBU-Demonstration

Bürgerinitiativen Umweltschutz (BBU) organisierte *Demonstration* gegen die Kernenergie stattgefunden hatte, an der sich – bemerkenswert friedlich – 65 000 aus dem Bundesgebiet zusammengekommene Kernenergiegegner beteiligten.

In einer Debatte über die *Entsorgung* am 11. Februar 1982 erhob die CDU/CSU-Opposition den Vorwurf, die Bundesregierung komme ihrer gesetzlichen Pflicht zur Lösung der Entsorgung nur unzureichend und ohne Zielstrebigkeit, Tatkraft und straffe Organisation der notwendigen staatlichen Maßnahmen nach.

7.5.3.3 Meinungsumfragen

Meinungsumfragen

Bei dieser verworrenen Lage führten Meinungsumfragen zu widersprüchlichen Ergebnissen. Im ganzen dürfte folgende Umfrage des Hamburger *Kehrmann-Instituts* vom Juli 1979 das Meinungsbild einigermaßen zutreffend wiedergegeben haben:

- 20 % sind mehr oder minder uneingeschränkt für die Kernenergie;
- 54 % bejahen Kernkraftwerke, wenn die Probleme der Reaktorsicherheit und der Lagerung der radioaktiven Abfälle gelöst sind;
- 26 % sind Kernkraftgegner, übrigens mehr unter den Frauen (31 %) als unter den Männern (22 %).

Von Interesse ist aber auch, daß nach Wildenmann[95] die Energiefrage mit 70 % der Nennungen als das dringlichste Wirtschaftsproblem bezeichnet wurde. Es folgen die Arbeitslosigkeit mit 66 % und die Alterssicherung mit 64 % der Nennungen.

Allensbach

Im Juni 1980 stellte das *Institut für Demoskopie in Allensbach* fest, abhängig von der Tagesaktualität habe die Haltung der Bevölkerung zur Kernenergie in den letzten beiden Jahren stark geschwankt. Nach dem spektakulären Störfall in Harrisburg, der die Medien über Tage hinweg beherrschte, habe sich die Zahl der strikten Kernenergiegegner kurzfristig verdoppelt. Bereits wenige Wochen später zeichnete sich aber eine erstaunlich rasche Erholung von dem »Harrisburg-Schock« ab. Dauerhaftere Folgewirkungen für das Meinungsklima seien dann jedoch von der zunehmenden Unsicherheit in der Energieversorgung in der Folge des Umsturzes im Iran ausgegangen. Derzeit (im Sommer 1980) sei die Bevölkerung in drei Lager gespalten: die uneingeschränkten Befürworter eines weiteren Ausbaus der Kernenergie (36 %), den harten Kern der strikten Kernenergiegegner (15 %) und – dazwischen – diejenigen, die sich zwar mit den bestehenden Kernkraftwerken abfinden, ihr Unbehagen aber durch die Ablehnung neuer Kernkraftwerke erkennen lassen (37 %). 12 % waren unentschieden.

Harrisburg-Schock

In einer Anfang 1985 veröffentlichten Umfrage kam Allensbach zu dem Ergebnis, daß innerhalb der letzten Jahre der Anteil der strikten Kernkraftgegner in der Bevölkerung nur geringfügig gewachsen sei, gleichzeitig jedoch viele Befürworter eines weiteren Ausbaus in das Lager der (nur) für einen

[95] R. Wildenmann, Capital, 9/1979.

Weiterbetrieb auf dem derzeitigen Niveau Votierenden abgewandert sind: Den weiteren Ausbau der Kernenergie befürworteten bei der 1984er Umfrage 19 % (1981 waren es noch 36 %), den unveränderten Weiterbetrieb jetzt 50 % (1981: 36 %); strikte Gegner der Kernenergie, die für einen Ausstieg plädieren, waren 16 % (1981: ca. 13 %). Die Unentschiedenen waren mit 15 % im wesentlichen unverändert geblieben. Interessant ist hierbei, daß sich von den Wählern auch der SPD 1984 18 % für den Ausbau und 58 % für den Weiterbetrieb aussprachen (CDU/CSU-Wähler: 28 bzw. 52 %, FDP: 37 bzw. 47 %) und nur 12 % für den Ausstieg (CDU/CSU: 7 %, FDP: 7 %).

Von besonderem Interesse ist an der Allensbach-Umfrage von 1984, daß hier erstmals in Deutschland eine zusätzliche besondere Befragung von Politikern, Journalisten sowie Energieexperten und -wissenschaftlern vorgenommen wurde. Dabei unterschieden sich die Annahmen der Bevölkerung über die Bedeutung der Kernenergie für die Sicherung der Stromversorgung in mehreren Punkten signifikant von denen der genannten Gruppen.

Auf einer von −5 (ganz und gar dagegen) bis +5 (sehr dafür) reichenden Skala lagen Energiewirtschaftler bei +4,7, Wissenschaftler bei +4,1, Journalisten bei +2,1, Politiker bei +1,9, Bevölkerung bei +0,6.

Die Diskussion zur Energiepolitik in Deutschland hielten dabei für unsachlich 31 % der Politiker, 30 % der Journalisten, 43 % der Energieexperten und 53 % der Wissenschaftler; für sachlich bzw. wieder sachlicher 13 % der Politiker, 15 % der Journalisten, 3 % der Experten und 7 % der Wissenschaftler.

7.5.4 Die »Normalisierung«: 1982 bis 1986

politische Veränderungen

Die politische Veränderung durch den Wechsel von der SPD-FDP- zur CDU/CSU-FDP-Koalitionsregierung, die mit dem erfolgreichen Mißtrauensvotum gegen Bundeskanzler H. Schmidt und der Neubildung des Kabinetts durch den neuen Bundeskanzler H. Kohl am 1. bzw. 4. Oktober 1982 einsetzte, wirkte sich auch auf die Kernenergie aus. In der einsetzenden »Normalisierung« machte sich vor allem eine Beschleunigung und auch Vereinfachung der *Genehmigungsverfahren* bemerkbar, die diese Verfahren für die Beteiligten wieder berechenbarer erscheinen ließ. Seit Bildung der neuen Koalition (und der Bundestagswahl vom 6. März 1983) bestand für die von der CDU/CSU bereits vorher vertretene *Kernenergiepolitik* eine sichere parlamentarische Mehrheit im Bund. Bundeskanzler H. Kohl führte in seiner Regierungserklärung am 4. Mai 1983 aus: »Wir können und werden auf diese umweltfreundliche Energiequelle nicht verzichten. Wir werden die zukunftweisenden Reaktortechnologien zum Erfolg führen. Die Entsorgung muß und wird zügig verwirklicht werden«.

Diese Politik bestimmte nun auch die Arbeit der mit Kernenergie befaßten Ministerien. So machte unter anderem Bundesinnenminister F. Zimmermann (CSU) am 20. November 1984 als erster Innenminister von seinem Weisungsrecht im Rahmen der atomrechtlichen Bundesauftragsverwaltung dahingehend Gebrauch, daß er eine Landesbehörde (den hessischen

Innenminister) anwies, eine entscheidungsreife erste Teilgenehmigung ohne eine zusätzliche (nicht gerechtfertigte Auflage zu erteilen (für einen Neubau zur Brennelementherstellung bei der Firma Nukem).

Allerdings hatte neben der politischen Entwicklung auch die konjunkturbedingte starke Reduzierung im Zuwachs des *Elektrizitätsverbrauchs* seit längerem wesentlich zu einer »Beruhigung« der Kernenergiekontroverse beigetragen, da verschiedene früher heftig umstrittene Kernkraftwerksprojekte nunmehr aus energiewirtschaftlichen Gründen nicht in Angriff genommen wurden.

Bereits SPD-Kanzler H. Schmidt hatte in seiner Regierungserklärung am 24. November 1980 eine Prüfung der Möglichkeiten einer Beschleunigung der Genehmigungsverfahren angekündigt, und der einschlägige Kabinettsausschuß hatte am 14. Oktober 1981 hierzu einen Maßnahmenkatalog gebilligt. Unter anderem stimmte auch der FDP-Innenminister G. Baum noch in seiner Amtszeit 1982 der Erteilung erster Teilerrichtungsgenehmigungen für vier geplante *»Konvoi«-Kernkraftwerke* (Isar 2, Emsland, Biblis C und GKN II)zu, so daß nach fünfjähriger Pause mit dem Bau von dreien dieser Werke (ohne Biblis C) begonnen werden konnte.

Konvoi-Kernkraftwerke

Für die grundsätzlichen Gegner der Kernenergie war die politische »Wende« allerdings Anlaß zu weiterer Verschärfung ihrer *Ablehnung.*

Der *Bundesparteitag der SPD*, nunmehr Oppositionspartei, in Essen am 23. Mai 1984 nahm erstmals einen eindeutig gegen die Kernenergie gerichteten Antrag an. Gegen die Empfehlung der Antragskommission beschloß eine Mehrheit der Delegierten, daß in Deutschland die Technologie der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente über die Versuchsanlage WAK in Karlsruhe hinaus nicht weiterverfolgt werden solle. Außerdem wurde der Zubau weiterer Kernkraftwerke als »unvertretbar und unverantwortlich« abgelehnt, solange nicht verschiedene Voraussetzungen auf dem Gebiet der Entsorgung geschaffen seien (Entwicklung der Direkten Endlagerung, Untersuchung eines weiteren Salzstocks, Überprüfung von Transport und Zwischenlagerung), wofür mehrjährige Untersuchungen erforderlich wären.

Wiederaufarbeitung

Im Bundestag brachte die SPD-Fraktion am 14. März 1984 einen Gesetzentwurf zur Änderung des Atomgesetzes ein, der neben einer Änderung des Atomhaftungsrechts (die in abweichender Form auch von der Regierung beabsichtigt wurde) die Streichung des Förderzwecks in § 1 des Atomgesetzes bezweckte (die im Januar 1985 abgelehnt wurde).

Die ablehnende Haltung der *SPD* zur Kernenergie konzentrierte sich 1985 auf die bevorstehende Inbetriebnahme des *Schnellbrüter-Prototypkraftwerks SNR-300*, auf die geplante Wiederaufarbeitungsanlage in Wackersdorf und (regional) auf die neuen Genehmigungsverfahren für die Kernbrennstoffirmen in Hanau (Hessen).

SNR-300

Die neue politische Attacke gegen den SNR-300 wurde Ende Juni 1985 von dem früheren Arbeitsminister in Nordrhein-Westfalen, F. Farthmann, der in diesem Amt für die für den SNR-300 erteilten Genehmigungen mit zuständig gewesen war, eröffnet, nachdem er nach den NRW-Landtagswahlen an die Spitze der SPD-Landtagsfraktion gewechselt war. Sie

wurde von anderen SPD-Politikern in NRW einschließlich des Ministerpräsidenten unterstützt, der bereits zwei Tage vor den NRW-Landtagswahlen, am 10. Mai 1985, in einem Brief an den Bundeskanzler »grundsätzliche Bedenken« gegen die Brütertechnologie vorgebracht hatte. Anfang Oktober 1985 forderte der SPD-Parteirat, die »Entwicklung der Schnellbrutreaktor-Technologie zu beenden« und auf die Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf zu verzichten.

In der Bundestagsdebatte wurde von Abgeordneten der SPD auch gefordert, durch Änderung des Atomgesetzes die Direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente zum alleinigen Entsorgungsweg zu machen und die *Wiederaufarbeitung* nicht mehr als Entsorgung anzuerkennen.

Direkte Endlagerung

In dem durch die Novellierung des Atomgesetzes im Jahr 1975 notwendig gewordenen erneuten *Genehmigungsverfahren für die Firmen* Alkem und RBU in Hanau sowie für einen (seit 1976 beantragten) neuen Fabrikationsbau der Firma Nukem wurde die im Juni 1984 vom Wirtschaftsminister der SPD-Minderheitsregierung in Hessen angekündigte 1. TEG für Nukem verzögert, da die Landtagsfraktion der Grünen die weitere Zusammenarbeit mit der SPD von einer Verweigerung der Genehmigung abhängig machte. Anfang Juni 1985 entzog der hessische Minister im Verlauf des Genehmigungsverfahrens der RBU die Betriebsgenehmigung für die Montage von Brennelementen mit hochangereichertem Uran bzw. Mischoxid. Das Verbot wurde erst auf Weisung des Bundesinnenminister Anfang Juli 1985 aufgehoben.

Brennelementfertigung

7.5.4.1 Entsorgung wird Schwerpunkt der Kontroverse

Die sich bereits 1982 abzeichnende Bereitschaft der Bundesregierung wie auch verschiedener Landesregierungen, die von Bund und Ländern 1979 verabschiedeten *Entsorgungsgrundsätze* auch zu verwirklichen, führte zu einer Welle von *Demonstrationen* und Einsprüchen gegen die verschiedenen Entsorgungsschritte: gegen die Erkundung der Endlager für hochradioaktive Stoffe in Gorleben und für andere radioaktive Stoffe in dem ehemaligen Eisenerzbergwerk Konrad, gegen die Brennelementzwischenlager in Gorleben und Ahaus, gegen die zeitweise erwogenen Standorte für die geplante Wiederaufarbeitungsanlage in Hessen, Rheinland-Pfalz und Niedersachsen (Dragahn) und den endgültig gewählten Standort Wackersdorf in Bayern, gegen die geplante bayerische Landessammelstelle für schwach und mittelaktive Stoffe bei Mitterteich u.a.m.

Entsorgungsgrundsätze

Erwähnt sei hier die Reihe von Demonstrationen, nachdem der niedersächsische Ministerpräsident E. Albrecht in seiner Regierungserklärung am 22. Juni 1982 die Bereitschaft erklärt hatte, in Niedersachsen doch den Bau der (nunmehr allerdings wesentlich kleineren) Wiederaufarbeitungsanlage zuzulassen, wenn auch nicht in *Gorleben* (sondern in dessen Nähe bei Dragahn). Aufrufe von Bürgerinitiativen und Jungsozialisten führten am 4./5. September 1982 zu bundesweiten Demonstrationen gegen Zwischenlager und Wiederaufarbeitung mit auf insgesamt 50 000 geschätzten Teilneh-

Gorleben und Dragahn

mern. Am 30. Oktober 1982 demonstrierten ca. 6 000 friedlich gegen das Bergwerk Konrad, während ca. 400 Demonstranten gewalttätig vorgingen. Bereits am 19. Oktober hatten sechzehn »Besucher« die Grube nach der Einfahrt auf 1 200 m Tiefe für mehrere Stunden »besetzt«.

Während des Erörterungstermins für die Errichtung der geplanten Wiederaufarbeitungsanlage in *Dragahn* kam es am 24./25. März 1984 zu einer Demonstration mit etwa 10 000 Teilnehmern, die eine ca. 26 km lange Menschenkette bildeten. Am 30. März 1984 verübten mehrere Aktionsgruppen aus Protest gegen die zu erwartenden Transporte radioaktiver Abfälle Anschläge auf zwei Bundesbahnstrecken. Nachdem der erste, überraschend durchgeführte Transport abgebrannter Brennelemente in das Zwischenlager Gorleben nach dessen Inbetriebnahme (aus dem Kernkraftwerk Stade) unbehindert blieb, blockierten Kernenergiegegner den zweiten Transport am 9. Oktober 1984 mit heftigen Störaktionen auf allen Zufahrtswegen.

Zwischenlager Ahaus

Der Erörterungstermin für das *Zwischenlager Ahaus* in Nordrhein-Westfalen im Juni 1983 brachte über 5 000 Einwendungen, davon ca. 1 000 aus den Niederlanden. Beim Erörterungstermin für die Wiederaufarbeitungsanlage am Standort *Wackersdorf* in Bayern im Februar 1984 gab es sogar über 50 000 Einwender. Dort hatten 1982 auch Stadtrat und Kreistag in Schwandorf gegen das Projekt gestimmt. Eine als bis dahin größte Umweltdemonstration in Bayern bezeichnete Protestaktion gab es schließlich nach Bekanntgabe der Wahl von Wackersdorf als definitivem Standort der Wiederaufarbeitungsanlage am 16. Februar 1985, die erfreulicherweise friedlich verlief.

Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf

Auf die Entscheidung der Deutschen Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH. (DWK) am 4. Februar 1985, die geplante Wiederaufarbeitungsanlage bei Wackersdorf in Bayern zu errichten, reagierten Kernenergiegegner mit neuen Protesten und Demonstrationen. So besetzten sie am 15. August 1985 das vorgesehene Gelände, das jedoch am gleichen Tage von der Polizei geräumt wurde. Eine lange angekündigte Großdemonstration gegen die WAA Wackersdorf fand am 12. Oktober 1985 in München statt.

Zwischenlager Gorleben

Auch beim *Zwischenlager Gorleben* begannen nach Wiederaufnahme des zeitweise für Reparaturen unterbrochenen Einlagerungsbetriebs am 21. Oktober 1985 wieder Aktionen mit Straßensperren gegen Transporte zu diesem Lager.

Verfassungsbeschwerden beim Bundesverfassungsgericht wurden auch gegen Urteile eingelegt, die Klagen gegen Entsorgungseinrichtungen zurückgewiesen hatten: gegen das Zwischenlager Gorleben Ende 1981 (abgelehnt am 30. April 1982), gegen die WAA Wackersdorf im November 1984 (siehe Kapitel 7.5.7.2).

7.5.4.2 Parteien, Gewerkschaften, Kirchen

Die *Bundestagswahl* am 6. März 1983 brachte eine Bestätigung der neuen Koalition, sie brachte aber auch erstmals den Einzug der Grünen in den Bundestag.

Im Wahlkampf vor dieser Bundestagswahl spielte die Kernenergie noch weniger eine Rolle als 1980. Auch die Wahlergebnisse der Grünen lagen in den Gebieten um vorhandene oder geplante Nuklearanlagen mit wenigen Ausnahmen (Gorleben, Wyhl) im oder sogar unter dem bundesweiten Durchschnitt.

Haltung der Parteien

Die Fraktion der *Grünen* entwickelte im Jahr 1984 eine rege Aktivität im Bundestag mit zahlreichen Anfragen zur Kernenergie und verschiedenen Teilbereichen, wobei sie rein zahlenmäßig die SPD und die Regierungsparteien weit übertraf. Neben einem Antrag zur Änderung des § 9a des Atomgesetzes, durch den die bisherige Festlegung des Entsorgungsweges über die Wiederaufarbeitung aufgehoben werden sollte (der im Januar 1985 abgelehnt wurde), erregte die meiste Aufmerksamkeit die Einbringung des Entwurfs eines sogenannten Atomsperrgesetzes am 28. August 1984, das die Abschaltung aller Kernenergieanlagen in Deutschland innerhalb von sechs Monaten und das entschädigungslose Verbot privaten Besitzes von Kernbrennstoffen usw. vorsah. Der Entwurf wurde von allen übrigen Fraktionen in erster Lesung am 8. November 1984 abgelehnt.

Die Abstimmungen und auch die Debatten im Bundestag zeigten dabei, daß die *SPD-Fraktion* bzw. größere Teile dieser Fraktion trotz des SPD-Parteitagsbeschlusses von 1984 und trotz eigener kernenergiekritischer Anträge den extremen Forderungen der Grünen ähnlich ablehnend gegenüberstand wie die anderen Fraktionen. Auch im November 1985 ergänzten die Grünen den Vorstoß der SPD) im Bundestag durch einen eigenen Antrag, der neben dem Verzicht auf Inbetriebnahme des SNR-300 auch die sofortige Stillegung des THTR-300 forderte, aber nur von ihren eigenen Abgeordneten bejaht wurde.

Bei Beurteilung dieser Entwicklung der Kernenergiekontroverse muß wohl auch berücksichtigt werden, daß die Auseinandersetzungen um die Kernenergie zumindest seit Mitte 1982 zunehmend an politischem Gewicht verloren hatten. Ursache hierfür dürfte zum einen die wachsende Bedeutung anderer Fragen gewesen sein, wie etwa der Friedensproblematik, des Waldsterbens und anderer (nichtnuklearer) *Umweltprobleme* sowie der Schwierigkeiten der wirtschaftlichen Entwicklung, zum anderen brachten aber wohl auch die anhaltend guten Ergebnisse der in Betrieb befindlichen deutschen Kernkraftwerke, die immer umfangreicher werdenden Erfahrungen mit dieser Energie und die zunehmende Bedeutung der Kernenergie als ein wichtiger, aber nicht dominierender Teil unserer Energieversorgung eine »Gewöhnung« an diese Technik für größere Teile der Öffentlichkeit und der politischen Meinungsbildner mit sich.

Berichterstattung in den Medien

Dies fand auch seinen Ausdruck in der Behandlung, die die Kernenergie in der *Presse* und den anderen Medien erfuhr. Lange Zeit hindurch hatte

dieses Thema eine angesichts so vieler und vielfältiger anderer Probleme schwerverständliche Dominanz. Sie fand Ausdruck in der diesem Thema in *Fernsehen und Rundfunk* gewidmeten Sendezeit und der Zahl der ihr in der Presse gewidmeten Spalten. Dabei kann der Eindruck nicht weggewischt werden, daß die Vielzahl der widersprechenden, vielfach bewußt ausgewählten oder gar manipulierten, vielfach mit Meinungsäußerungen vermengten und keineswegs stets »ausgewogenen« Meldungen nicht immer zur Ausweitung der objektiven Kenntnisse und erst recht nicht zum Abbau von Emotionen beitrug.

Haltung der Gewerkschaften

Die Haltung der *Gewerkschaften* zum Ausbau der Kernenergie war lange Zeit überwiegend, aber nachlassend positiv. Am deutlichsten setzten sich die IG Bergbau, die IG Metall und zunehmend die Gewerkschaft Öffentliche Dienste, Transport und Verkehr für den Ausbau der Kernenergie ein. Ganz in diesem Sinne stellte A. Pfeiffer, Mitglied des geschäftsführenden DGB-Bundesvorstandes, auf einer Fachtagung der Gewerkschaft ÖTV am 5. Juni 1981 in Essen fest: Der Deutsche Gewerkschaftsbund will mehr Bundesbürger von der Notwendigkeit der Kernenergie überzeugen. Er ging dabei davon aus, daß etwa ein Drittel der Bundesbürger der Kernenergienutzung »kritisch und eher ablehnend« gegenüberstünde. »Dieser Anteil kann in einer Demokratie eine gute Energiepolitik gefährden.

Die *Kirchen* waren in ihrer Haltung zwiespältig, die katholische Kirche eher positiv, die evangelische Kirche eher negativ.

Haltung der Kirchen

Bemerkenswert bei dieser Lage war die unter der Verantwortung des Ruhr-Bischofs F. Hengsbach und des Präses der Evangelischen Kirche im Rheinland, Lic. K. Immer, verfaßte Studie Energie und Umwelt, die sich deutlich für die Kernenergie ausspricht. Nach einer vieldiskutierten kritischen Aussage des Kardinals J. Hoeffner, Köln, die die Erklärung der Deutschen Bischofskonferenz »Zukunft der Schöpfung- Zukunft der Menschheit« vom September 1980 kommentierte, führte eine auf Einladung des Kölner Kardinals am 24. Juni 1981 mit Wissenschaftlern, Energiewirtschaftlern, Politikern und Naturschützern geführtes Gespräch zu weitgehender Klärung des Standpunktes der Katholischen Kirche in Deutschland. Der Kernsatz der Ergebnisfestsetzung lautet: »Eine solche Nutzung (der Kernenergie) ist zu verantworten, wenn durch die Sicherheit der technischen Anlagen in höchstmöglichem Maße dafür Sorge getragen wird, daß eine nachhaltige und weitreichende Gefährdung der Menschheit vermieden wird.«

Im Gegensatz hierzu lehnte eine Anfang 1984 veröffentlichte »Argumentationshilfe« des »Wissenschaftlichen Beirates« des Umweltbeauftragten des Rats der EKD, Pfarrer K. Oeser, die Nutzung der Kernenergie erneut sowohl unter theologisch-ethischen als auch unter technisch-ökonomischen und juristischen Aspekten heftig ab.

7.5.5 Nach Tschernobyl

Unfall in Tschernobyl

Der Unfall im Block 4 des *Kernkraftwerks Tschernobyl* in der Sowjetunion in der Nacht vom 25./26. April 1986 brachte in Deutschland eine unmittelbare, dramatische Intensivierung der politischen Diskussion um die friedliche Nutzung der Kernenergie. Diejenigen, die bereits bisher die Kernenergie ablehn-

ten, fanden für ihre jetzt verstärkt und vielfach zugespitzt vorgebrachten Argumente eine wesentlich erhöhte Resonanz. Aber auch Parteien, Gruppierungen und einzelne Politiker, die bisher die Kernenergie als eine langfristig unverzichtbare Energiequelle ansahen, äußerten plötzlich Zweifel daran, ob die Kernenergie mehr als eine »Übergangslösung« für eine befristete Zeitspanne sein solle und könne, auch wenn sie einen kurzfristigen »Ausstieg« aus der Kernenergie weiterhin für undurchführbar und unnötig hielten.

Das Ausmaß der Emotionalisierung der erneuten Kernenergiekontroverse in Deutschland rief in verschiedenen anderen Ländern Unverständnis, ja z.T. Erschrecken hervor, da der politische »Fall-out« von »Tschernobyl« in keinem rationalen Verhältnis zum tatsächlichen radioaktiven Fall-out über Deutschland stand. Trotz teilweise größerer lokaler und regionaler Unterschiede erreichten die Werte der Radioaktivität nirgends eine Höhe, die eine Gefährdung der Bevölkerung bedeutet hätte, wie auch von Organisationen wie der Weltgesundheitsorganisation oder der Bundesärztekammer ausdrücklich festgestellt wurde.

Offensichtlich haben nicht zuletzt zwei Umstände zu dieser Entwicklung wesentlich beigetragen: die Bevölkerung verwirrende, unzureichend und widersprüchlich erscheinende Informationen seitens der Behörden und anderer zuständigen Stellen sowie der Politiker und die in Deutschland zu dieser Zeit herrschende Wahlkampfatmosphäre, die die Kernenergie plötzlich wieder zu einem Wahlkampfthema werden ließ (Landtagswahlen in Niedersachsen im Juni und in Bayern im Oktober 1986, Bürgerschaftswahl in Hamburg im November 1986, Bundestagswahl im Januar 1987).

Kernenergie als Wahlkampfthema

Hierbei zeigte sich eine wesentliche Schwäche des in Deutschland aufgrund des Atomgesetzes praktizierten Systems, wonach die Zuständigkeit für Fragen der Kernenergie bei der Bundesregierung liegt, die Durchführung der Maßnahmen aber (im Auftrag des Bundes) von den Ländern wahrgenommen wird.

Ein Jahr nach Tschernobyl trug eine weiteres Ereignis zu einer Beeinträchtigung des Vertrauens in die Zuverlässigkeit derjenigen, die sich mit der Nutzung der Kernenergie befaßten, bei: die Entdeckung, daß die Firma *Transnuklear*, eine Tochtergesellschaft der Nukem, falsch deklarierte Fässer mit radioaktiven Abfällen aus der belgischen Konditionierungsanlage in Mol zurück transportiert hatte und daß es in Mol Bestechungsfälle gab. Den Bestechungsverdacht gegen eigene Mitarbeiter hatte eine seit 1. Januar 1987 tätige neue Geschäftsführung von Transnuklear selbst am 8. April 1987 bei der Staatsanwaltschaft Hanau erklärt. Die Unregelmäßigkeiten bei den Fässern wurden ab Dezember 1987 untersucht. Trotzdem gab es eine heftige öffentliche Reaktion und Debatte über die generelle Frage der Zuverlässigkeit der Kernenergiefachleute. Die CDU-Regierung von Hessen forderte am 14. Januar 1988 die Ablösung der Nukem-Geschäftsführung. Der »Spiegel« erhob am 18. Januar 1988 Bestechungsvorwürfe gegen leitende Beamte des Bundesministeriums für Forschung und Technologie (BMFT), die vom BMFT zurückgewiesen und vom Spiegel hinsichtlich der zu dieser Zeit dort tätigen Beamten zurückgenommen wurden.

Transnuklear-Affäre

Der stellvertretende Fraktionsvorsitzende der SPD im Bundestag, V. Hauff, brachte ein weiteres, von Kernenergiegegnern wiederholt vorgebrachtes, aber unbewiesenes Argument gegen die friedliche Nutzung der Kernenergie in Deutschland ins Spiel. V. Hauff äußerte öffentlich den Verdacht, daß bei der Transnuklear-Affäre auch eine Weitergabe von waffenfähigem Material an andere Länder und damit ein Verstoß gegen den *Nichtverbreitungsvertrag* erfolgt sei, ein Vorwurf, den zunächst auch der Hessische CDU-Umweltminister Weimar übernahm. Auf Vorhaltungen des Bundesumweltministers K. Töpfer, der die Vorlage von Beweisen verlangte, schwächte V. Hauff seine Vorwürfe ab, die jedoch bereits öffentlich ihre politische Wirkung getan hatten, ohne jedoch zu widerrufen oder Beweise vorzulegen. Die IAEO und auch Euratom erklärten, daß sie im Rahmen ihrer Überwachung keine Hinweise auf einen Mißbrauch haben. Am 21. Januar 1988 setzte der Bundestag einen *Transnuklear-Untersuchungsausschuß* ein.

7.5.5.1 Die Haltung der Parteien

Nürnberger SPD-Parteitag

Auf dem Nürnberger Parteitag 1986 entschied sich die *SPD* am 27. August für einen geordneten Rückzug aus der Kernenergie – entgegen Warnungen von Betriebsräten und Gewerkschaftlern. In einem »Sofortprogramm« sah der Leitantrag des Parteivorstands vor, den Ausstieg einzuleiten und innerhalb von zwei Jahren die ersten und in 10 Jahren die letzten Kernkraftwerke abzuschalten. Die Bundestagsfraktion wurde aufgefordert, noch in der laufenden Legislaturperiode Gesetzentwürfe zur Änderung des Atom- und Energiewirtschaftsgesetzes vorzulegen. Der Import von Atomstrom müsse verhindert und der Export von Kernkraftwerken verboten werden. Der Vorsitzende der SPD-Grundwertekommission, E. Eppler, unterstrich, daß die SPD damit ein »qualitativ neues Exempel« für das Verhältnis zwischen Politik und Technik statuiere. Im Dezember 1986 und erneut am 19. Januar 1987 brachte die SPD-Bundestagsfraktion den Entwurf eines »Gesetzes zur Beendigung der energiewirtschaftlichen Nutzung der Kernenergie und ihre sicherheitstechnischen Behandlung in der Übergangszeit« (Kernenergieabwicklungsgesetz) ein.

Das am 17. November 1992 in Bonn verabschiedete Sofortprogramm der SPD betonte erneut und im wesentlichen unverändert, daß die Nutzung der Kernenergie auf Dauer nicht zu verantworten sei, nunmehr jedoch ohne exakte Zeitangaben für einen Ausstieg aus der Kernenergie festzulegen.

Angesichts des abnehmenden Interesses der Bevölkerung an der Kernenergiekontroverse konzentrierte die SPD ihre auf einen Ausstieg aus der Kernenergie abzielende Politik in den 90er Jahren immer mehr auf einen »ausstiegsorientierten« Vollzug des Atomgesetzes in den Bundesländern, in denen sie in der Regierung war und ist. Dies erfolgte und erfolgt insbesondere in Schleswig-Holstein hinsichtlich der in diesem Land rund um Hamburg liegenden Kernkraftwerke, in Niedersachsen vor allem in der Frage der Entsorgung der radioaktiven Abfälle und in Hessen hinsichtlich der indu-

striellen Aktivitäten zur Herstellung von Brennelementen insbesondere im Hinblick auf deren Bedeutung für die Entsorgung (siehe Kapitel 7.5.6).

Auch auf dem *CDU*-Parteitag im September 1989 in Bremen wurde die Notwendigkeit betont, die Kernenergie weiterhin zu nutzen, und in einem umweltpolitischen Grundsatzbeschluß die Kernenergie als wichtiger Beitrag zur Minderung der CO_2-Emissionen bezeichnet. Kernenergie sei notwendig, bis es eine Alternative gebe, nur insoweit könne sie als Übergangsenergie bezeichnet werden. Dabei wurde die »Sicherheitskultur« der deutschen Kernkraftwerkstechnik betont, zu der auch Offenheit gehöre.

CDU-Parteitag 1989

In den Koalitionsvereinbarungen zwischen *CDU, CSU* und *FDP* zur Energiepolitik für die 12. Legislaturperiode Anfang 1991 wurde der Kernenergie ein weiterhin substantieller Beitrag zur Stromerzeugung zugeschrieben. Nicht zuletzt im Hinblick auf die Reduzierung von Emissionen könne auf Kernenergie auf absehbare Zeit nicht verzichtet werden.

Koalitionsvereinbarungen

Die *Partei der em Grünen* verstärkte ihre gegen die Kernenergie gerichteten Aktivitäten wesentlich, wobei sie während ihrer Zugehörigkeit zum Bundestag vor allem auch diese Plattform nutzte. Ein im November 1984 abgelehnter Gesetzentwurf der Fraktion der Grünen im Bundestag über die sofortige Stillegung von Atomanlagen in der BRD erhielt nach dem Unfall in Tschernobyl im April 1986 neue Aktualität. Weitaus wirksamer waren die Grünen aber in den Bundesländern, in denen sie in der Folgezeit Koalitionsregierungen mit der SPD bilden konnten und das Umweltressort erhielten (siehe unten).

Partei der Grünen

7.5.5.2 Die Haltung der Gewerkschaften

Auch die *Gewerkschaften* sprachen sich nach »Tschernobyl« gegen die Kernenergie aus. Auf dem Bundeskongreß zur Energiepolitik des Deutschen Gewerkschaftsbundes (DGB) Anfang Juli 1986 in Hamburg wurde auf Antrag der IG Chemie, IG Metall und ÖTV beschlossen, der Einsatz der Kernenergie sei grundsätzlich nur noch für einen begrenzten Zeitraum verantwortbar. Speziell wurde die großtechnische Wiederaufarbeitung und die Inbetriebnahme des SNR-300 abgelehnt. Ein möglichst rascher, aber nicht sofortiger Ausstieg wurde auch in einer Klausurtagung des DGB-Vorstands Ende Juli verlangt. Widerspruch gegen die nunmehrige Kernenergiepolitik von SPD und DGB äußerten 900 Betriebsräte aus Energiewirtschaft und Industrie Mitte Juli 1986 auf einem Kongreß in Dortmund. Diese Bedenken wiederholten Betriebsräte aus 14 Unternehmen Ende August schriftlich gegenüber dem SPD-Vorstand.

Deutscher Gewerkschaftsbund

Die *IG Chemie* nannte jedoch im September 1988 als Bedingung für den Ausstieg, daß die Stromversorgung gesichert, die Strompreise mit anderen europäischen Ländern vergleichbar seien und daß die Arbeitsplätze in der Kernenergie-Industrie erhalten bleiben müßten. Auf dem Kongreß der IG Bergbau und Energie im November 1988 wurden die heimischen Energieträger betont. Kernenergie solle so rasch wie möglich verringert werden,

IG Chemie

jedoch ohne Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgungsunternehmen.

In einer *gemeinsamen Erklärung* der Gewerkschaften Bergbau und Energie sowie Chemie, Papier, Keramik vom März 1992 wird betont, daß die künftigen technischen Potentiale von Kernspaltung und Kernfusion sorgfältig überlegt und auf die Entwicklung eines Kernkraftwerks hingearbeitet werden müsse, dessen Restrisiken auf die Anlage selbst beschränkt sind und das keine unlösbaren Endlagerprobleme stellt. Deshalb sei es unverantwortbar, jetzt einen Zeitpunkt für einen grundsätzlichen Verzicht auf Kernenergie festzulegen.

7.5.5.3 Meinungsumfragen

Die offenkundig erheblich gestiegene Verunsicherung der Bevölkerung nach dem Tschernobyl-Unfall schlug sich in den *Meinungsumfragen*, die unmittelbar nach diesem Ereignis und in den folgenden Jahren durchgeführt wurden, keineswegs so stark nieder, wie zu vermuten war:

Allensbach-Umfrage

Eine *Allensbach-Umfrage* von Mai bis Juli 1986 ergab nach Mitteilung des Deutschen Atomforums, daß eine Mehrheit von 57 % der Ansicht war, ein alleiniger Ausstieg der BRD aus der Kernenergie bringe kein Mehr an Sicherheit; 72 % waren von negativen wirtschaftlichen Auswirkungen eines Ausstiegs aus der Kernenergie überzeugt. Es befürworteten eine sofortige Stillegung aller Kernkraftwerke im August 1986: 10 %, im März 1987: nur noch 7 %, einen langfristigen Verzicht im August 1986 und im März 1987 je 37 %. Eine langfristige Nutzung befürworteten hingegen im August 1986: 19 %, im März 1987: 26 %, einen Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke im Juli 1986: 51 %, im März 1987: 55 %.

1988 ergab eine Allensbach-Umfrage 34 % für Weiternutzung der Kernenergie in den nächsten Jahrzehnten mit langsamem Ausstieg, 17 % für langfristige Nutzung, 31 % für möglichst raschen Ausstieg innerhalb von 4 bis 5 Jahren, 12 % für sofortige Stillegung. Die Auswirkungen des Ende 1987 aufgedeckten »Transnuklear-Skandals« auf die Meinung waren trotz des großen Medien-Echos und der hohen Beachtung in der Bevölkerung (89 %) gering: nur 6 % der Befragten sprachen von einer grundlegenden Meinungsänderung.

Zugleich sank allerdings das Vertrauen in die Lösbarkeit wissenschaftlicher und technischer Probleme bei der Kernenergie offenbar vor allem bei den Befürwortern: »Großes bis sehr großes Vertrauen« bekundeten im August 1987 35 %, im Februar 1988 nur noch 30 %, »etwas Vertrauen« blieb bei 38 %, »überhaupt kein Vertrauen« stieg geringfügig von 21 % auf 22 %.

Eine Allensbach-Umfrage im Sommer 1989 nach Aufgabe der Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf ergab für einen Weiterbetrieb der Kernkraftwerke bei Anhängern der CDU/CSU 63 %, der SPD 45 %, der FDP 72 % und der Grünen 17 %. Eine Stillegung möglichst schnell bzw. in den nächsten 5 Jahren hielten für möglich: Anhänger der CDU/CSU 3 % bzw. 7 %, der SPD 2 %/15 %, der FDP 2 %/7 %, der Grünen 3 %/26 %. Einen Ausstieg in

den nächsten Jahrzehnten hielten für möglich: CDU/CSU 47 %, SPD 50 %, FDP 41 %, Grüne 46 %.

7.5.5.4 Weiter Streit um die Entsorgung

Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf

Das Jahr 1986 brachte an Pfingsten eine Demonstration gegen die im Bau befindliche *Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf*, die nicht nur eine der größten Demonstrationen in Deutschland war, sondern mit schweren Kämpfen zwischen Polizei und Demonstranten auch besonders gewalttätig verlief. Die Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH (DWK) vertrat trotzdem die Ansicht, daß der Bau planmäßig fortgeführt werden könne. Am 12. August 1988 wurde der mündliche Erörterungstermin für Wackersdorf beendet. Es war mit 23 Verhandlunsgtagen das bis dahin längste für eine kerntechnische Anlage in Deutschland. Insgesamt waren 881 000 (!) Einwendungen eingegangen. Die DWK bestätigte trotz weiterer heftiger Diskussionen um Wackersdorf auch Mitte 1988 den Entschluß, die Anlage zu realisieren. Im Mai 1989 gab die DWK bzw. gaben die an ihr beteiligten EVU jedoch nach längeren Verhandlungen mit der Bundesregierung den Weiterbau der Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf wegen der infolge des politischen Widerstands wachsenden Unsicherheiten hinsichtlich ihrer Kosten und der Genehmigungssituation zugunsten einer Wiederaufarbeitung im Ausland auf.

Salzbergwerk Morsleben

Nach der Wiedervereinigung der beiden Teile Deutschlands entstand die Frage der künftigen Nutzung des im ehemaligen Salzbergwerk Bartensleben am Rand von *Morsleben* in unmittelbarer Nähe zur ehemaligen Grenze zwischen der DDR und der Bundesrepublik eingerichteten Endlagers der DDR für radioaktive Abfälle. Gegen die bis 1996 geltende Dauergenehmigung von 1986 wurde das Bezirksgericht Magdeburg und das Bundesverfassungsgericht angerufen. Mit Urteil vom 27. November 1991 verfügte das Bezirksgericht Magdeburg die Einstellung der Endlagerung in Morsleben. Jedoch entschied das Bundesverwaltungsgericht am 25. Juni 1992, daß das Endlager seinen Betrieb wieder aufnehmen darf und hob das Urteil des Bezirksgerichts auf (siehe auch Kapitel 7.5.7).

7.5.5.5 Die Bemühungen um einen Energiekonsens

Kernenergie in den neuen Bundesländern

Die nach der deutschen Einigung zunächst erwartete Entscheidung zugunsten der Kernenergie in den *neuen Bundesländern* erfolgte jedoch nicht. Obwohl ein Ersatz der übermäßigen Verwendung von Braunkohle unausweichlich erschien und Konsens bestand, die bisherigen DDR-Kernkraftwerke sowjetischer Bauart abzuschalten (wobei eine technisch für möglich gehaltene Nachrüstung als zu kostspielig bezeichnet wurde), wurden die anfänglichen Pläne zur Errichtung neuer Kernkraftwerke westdeutscher Konstruktion an bisherigen DDR-Kernkraftwerks-Standorten nicht realisiert.

In dem am 11. Dezember 1991 von der Bundesregierung als Gesamtkonzept für das vereinte Deutschland verabschiedeten *Energiebericht* sollte

Kernenergie weiterhin einen bedeutenden Beitrag zur Stromerzeugung liefern und zur Verminderung der CO_2-Emissionen beitragen. Doch auch hier zog sich die Bundesregierung auf den Standpunkt zurück, für die künftige Energiepolitik sei ein möglichst parteiübergreifender Konsens, breite Unterstützung durch Länder und Gemeinden sowie Mitwirkung von Wirtschaft und Akzeptanz in der Bevölkerung nötig.

Zukunft der Kernenergie

Der Ende Februar 1990 vom Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) eingesetzte *Arbeitskreis »Zukunft der Kernenergie«*, dem Vertreter von EVU mit Kernkraftwerken, von der Industrie, dem BMFT und aus der Wissenschaft angehörten, legte Ende September 1992 seinen Bericht vor. Er betonte die Bedeutung der Kernenergie für die Energieversorgung der Welt, die nicht ohne Risiko durch Festlegung von Fristen begrenzt werden könne. Er wies aber auch darauf hin, daß es ohne gesellschaftlichen Konsens keine Fortentwicklung dieser Technik geben könne.

BMU und BMWi legten im Januar 1993 ein gemeinsames Positionspapier vor, das auf einen ausgewogenen Energieträgermix unter Einbeziehung der Kernenergie zielte.

Arbeitsgruppe Energiekonsens

Ein Brief, den die Vorstandvorsitzenden der RWE AG, F. Gieske, und der VEBA, K. Piltz, am 23. November 1992 an Bundeskanzler H. Kohl richteten, gab den Anstoß zu einer Serie von Verhandlungen auf politischer Ebene unter Hinzuziehung von Vertretern wichtiger gesellschaftlicher Gruppen mit dem Ziel, einen Konsens zwischen den unterschiedlichen Auffassungen in der *Energiepolitik* zu erreichen. Am 8. Februar 1993 einigten sich der BMWi G. Rexrodt, der BMU K. Töpfer, der niedersächsische Ministerpräsident G. Schröder (SPD) und der hessische Umweltminister J. Fischer (Grüne) auf die Struktur geplanter Gespräche der Parteien, die von einer *»Arbeitsgruppe Energiekonsens«* unter Beteiligung von Vertretern der EVU, der Industrie, der Gewerkschaften und anderer Gruppierungen unmittelbar danach aufgenommen wurden. Die Bemühungen um einen Energiekonsens scheiterten jedoch im Herbst 1993 – nicht zuletzt unter dem Aspekt des damals bevorstehenden »Superwahljahres« 1994. Der von Schröder Ende Oktober dem SPD-Präsidium vorgelegte Bericht zu den Energiekonsens-Gesprächen wurde von diesem nicht gebilligt, sondern nur zur Kenntnis genommen. Der von Schröder anschließend in Bonn vorgelegte Entwurf sah u.a. einschneidende Änderungen des Atomgesetzes, darunter das Erfordernis einer Zweidrittel-Mehrheit im Bundestag für einen Wiedereinstieg in Kernkraftwerksneubauten, die Aufhebung des Befristungsverbots für Betriebsgenehmigungen für Kernkraftwerke und die Forderung vor, daß neue Kraftwerke nur genehmigt werden dürfen, wenn sichergestellt ist, daß auch katastrophale Störfälle keine Auswirkungen nach außen haben. Die Vertreter der Regierungsparteien CDU/CSU und FDP im Ausschuß lehnten die Ausstiegsforderungen der SPD jedoch, nicht unerwartet, ab. Sie hofften allerdings, daß nach etlichen sachlichen Annäherungen, die in den am 27. Oktober 1993 als ergebnislos abgebrochenen Gesprächen erreicht wurden, eine Fortsetzung der Bemühungen um einen Energiekonsens möglich sein werde.

Konsensgespräche ohne Ergebnis

Eine Vorleistung für die Fortführung der Bemühungen um einen Energiekonsens erbrachte der BMU und damit die Bundesregierung bereits durch das *7. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes*, das »Gesetz zur Sicherung des Einsatzes von Steinkohle in der Verstromung und zur Änderung des Atomgesetzes und des Stromeinspeisungsgesetzes«, das am 29. Juli 1994 in Kraft trat. Zwar hatte die Opposition im Bundestags den Gesetzentwurf entschieden abgelehnt, doch ließ ihn die SPD-Mehrheit im Bundesrat passieren. Das überrascht kaum, denn das Gesetz ändert u.a. zwei für die Kernenergiekontroverse durchaus relevante Artikel des Atomgesetzes. Durch dieses »Artikelgesetz« wurden die Genehmigungsvoraussetzungen für Leistungsreaktoren dahin verschärft, daß eine Genehmigung nur erteilt werden darf, wenn sichergestellt ist, daß bei keinem Ereignis schädliche Wirkungen nach außen auftreten, die einschneidende Schutzmaßnahmen außerhalb der Anlage erforderlich machen. Außerdem wurde die im Prinzip seit der Atomgesetzänderung von 1979 zulässige *Direkte Endlagerung* radioaktiver Reststoffe und Anlagenteile der Wiederaufarbeitung gleichgestellt und der bisherige Vorrang der schadlosen Verwertung dadurch aufgegeben, daß eine geordnete Beseitigung auch dann zulässig ist, wenn eine schadlose Verwertung möglich wäre. Die ursprünglich von Kernenergiekritikern geforderte, aber von den EVU heftig abgelehnte Zulassung der Direkten Endlagerung gehört allerdings heute nicht mehr nur zum Forderungskatalog der SPD, sondern wird auch von den EVU gewünscht. Zweifellos engt sie die Möglichkeiten, einen schnellen Ausstieg aus der Kernenergie über die Entsorgungsfrage juristisch zu erzwingen, ein.

Änderung des Atomgesetzes

7.5.5.6 Letzte Bemühungen um einen Konsens

Von Hans Michaelis

Im Frühjahr 1995 haben sich CDU/CSU und FDP einerseits und die SPD andererseits erneut um einen Konsens in der Kernenergie bemüht. An diesen Gesprächen nahmen insbesondere teil:

gescheiterte Konsensgespräche

- auf seiten der SPD die Ministerpräsidenten G. Schröder und O. Lafontaine, die Minister W. Clement und H. B. Schäfer sowie die Bundestagsabgeordneten A. Fuchs, V. Jung und M. Müller,
- auf seiten der Regierungskoalition die Bundesminister G. Rexrodt und A. Merkel, die Ministerpräsidenten K. Biedenkopf und E. Stoiber sowie der Bundestagsabgeordnete R. Haungs.

Hierbei ging es vor allem um verstärktes Energiesparen und die Entwicklung Erneuerbarer, um die Kernenergie-Entsorgung und um eine Option für einen späteren Neubau von Kernkraftwerken in Deutschland.

Die SPD hatte eine Studie »Zukünftige Energiepolitik – Vorrang für rationelle Energienutzung und Regenerative Energiequellen« vorgelegt, in der festgestellt wird, ein Verzicht auf Kernenergie ab dem Jahr 2005 sei möglich. Dem hat die Koalition ein Papier entgegengestellt. Darin wird ausgeführt, die Ausstiegsoption gründe sich auf Erwartungen – insbesondere hinsichtlich der Preissteigerungen für Energie, einer europäischen Energiesteuer und

Spar-Erfolgen – die nicht realisierbar seien. Zudem würde die europäische Integration außer Betracht gelassen. Eine Lösung könne nur in Subventionen gefunden werden, die die Volkswirtschaft bei einer soliden Wirtschafts und Finanzpolitik jedoch nicht aufzubringen vermöge.

Bei den Diskussionen standen sodann zwei Themenkreise im Vordergrund:

— Die SPD hatte angeboten, sich mit der Koalition über die Entsorgungsfrage unter der Bedingung zu verständigen, daß sie für die in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke Restlaufzeiten akzeptiert – von einem Verzicht auf Kernenergie bis zum Jahr 2005 war nicht mehr die Rede. Hierüber hätte man sich einigen können.

— Die Koalition hatte gefordert, eine Option zur Entwicklung neuer Kernkraftwerke vorzusehen und mit Blick auf den in Entwicklung befindlichen europäischen Druckwasserreaktor EPR ein standortunabhängiges Genehmigungsverfahren in Aussicht zu nehmen. Diese Forderung ist von den SPD-Delegierten – unterschiedlich deutlich – zurückgewiesen worden.

Nach hoffnungsvollen Ansätzen sind am 22. Juni 1995 diese Konsensgespräche gescheitert, man hat aber offengelassen, ob man im Jahr 1996 erneut mit dem Ziel eines Konsenses zusammenkommen wird.

7.5.6 SPD-Länder gegen den Bund

Verhältnis Bund/Länder

Im Laufe der 70er Jahre war die antinukleare Stimmung bei Mitgliedern und Anhängern der SPD und insbesondere bei SPD-Politikern des linken Parteiflügels erheblich angewachsen. Dies galt allerdings nicht für SPD-Politiker in Regierungsverantwortung wie Bundeskanzler H. Schmidt oder den Ministerpräsidenten von Hessen, H. Börner. Das änderte sich mit der innenpolitischen Wende zur CDU/CSU-geführten Bundesregierung und vor allem nach Tschernobyl. Jetzt wurde, vor allem dort, wo »rot-grüne« Koalitionen regierten, der Streit zwischen solchen Ländern und dem Bund zu einem zentralen Aspekt der nuklearen Kontroverse. Jetzt versuchten solche Länderregierungen und insbesondere Umweltminister, den nach dem Atomgesetz rechtlich nicht zulässigen »Ausstieg« aus der Kernenergie durch Verzögerungen in Genehmigungsverfahren, »endlose« Begutachtungen und andere »Nadelstiche« herbeizuführen bzw. die Kernkraftwerksbetreiber selbst auf solche Weise zum Ausstieg zu veranlassen. Jetzt, mehr als zwei Jahrzehnte nach Inkrafttreten des Atomgesetzes, begann auch der Bundesminister für Umwelt, K. Töpfer, von dem Weisungsrecht Gebrauch zu machen, das das Gesetz dem Bund gegenüber den Bundesländern verlieh, das aber erst 1984 überhaupt erstmals angewendet worden war.

Als besonders markante Ereignisse in dieser Kontroverse seien erwähnt:

Schleswig-Holstein

In **Schleswig-Holstein** verweigerte im August 1988 der Umweltminister G. Jansen die Zustimmung zum Wiederanfahren des *Kernkraftwerks Brokdorf* nach Brennelementwechsel und Revision. Als Grund gab er Schlußfolgerungen aus dem Revisionsbericht des TÜV an, der zwar Mängel festgestellt, aber keine Bedenken gegen den Betrieb erhoben hatte. Nach Auf-

forderung zur bundesaufsichtlichen Stellungnahme empfahl Bundesumweltminister (BMU) K. Töpfer dem Land die Wiederinbetriebnahme, da die Bedenken eine Blockade des Betriebs nicht rechtfertigten. Da Ministerpräsident B. Engholm ankündigte, daß das Land der Empfehlung nicht folgen werden, erteilte Töpfer am 26. August 1988 eine entsprechende Weisung. Da G. Jansen die Freigabe mit Auflagen verband, klagte der Betreiber Preussen-Elektra gegen das Land. Auch über das für den 12. November 1989 geplante Wiederanfahren des *Kernkraftwerks Brunsbüttel* (KBB) nach Revision entstand eine Kontroverse zwischen Schleswig-Holstein und dem BMU. Erst im Oktober 1994 erteilte das Energieministerium von Schleswig-Holstein eine erste Reparaturgenehmigung, nachdem zuvor das OVG Kiel eine Anordnung des Ministeriums im Mai 1992, die einen viertägigen Stillstand des Kernkraftwerks zur Folge hatte, als rechtswidrigen Eingriff in die Betriebsgenehmigung verurteilt und zugunsten einer entsprechenden Klage der Betreiber entschieden hatte.

Eine heftige Kontroverse entstand auch zwischen Minister G. Jansen und Aktionären der *Hamburgischen Electricitäts-Werke AG* (HEW), deren Aufsichtsrat Jansen angehörte. Jansen hatte in einem Rundfunkinterview mit bürokratischen Behinderungen der Kernkraftwerke in seinem Land gedroht, nachdem die Regierung von Schleswig-Holstein drei Gerichtsverfahren gegen die Betreiber von Brokdorf und Brunsbüttel verloren hatte. Das OVG Lüneburg verwahrte sich gegen die Urteilsschelte. Am 15. September 1989 beschloß das LG Hamburg aufgrund eines Antrags von 278 Aktionären, G. Jansen aus dem HEW-Aufsichtsrat abzuberufen. Dieses wurde vom OLG in Hamburg am 23. Januar 1990 bestätigt.

Niedersachsen

In **Niedersachsen** legte die seit 21. Juni 1990 regierende SPD-Grüne-Koalition in der Koalitionsvereinbarung den Ausstieg aus der Kernenergie als politisches Ziel fest. Dies sollte zwar in gesetzlichem Rahmen, aber durch »strenge Auslegung« der Sicherheitsvorschriften erreicht werden. Die Regierung von Niedersachsen, die hinsichtlich der Entsorgung der Kernkraftwerke eine politische Schlüsselrolle besitzt, da sich in Niedersachsen die Einrichtungen für die *Endlagerung von radioaktiven Abfällen* (Salzlager Gorleben mit Zwischenlager, Schacht Konrad, Salzlager Asse) befinden, lehnte im Sommer 1990 die geplante Wiederaufarbeitung im Ausland ab und verlangte eine Entsorgung ohne Wiederaufarbeitung, wobei Entsorgungsanlagen erst bereitgestellt werden sollten, wenn der Ausstieg aus der Kernenergie festgeschrieben sei. Hierzu sagte Töpfer[96]:

> »Die Niedersächsische Landesregierung verknüpft Fortschritte bei der Entsorgungsfrage mit einem Ausstieg aus der Kernenergie. Oder direkter ausgedrückt: Der radioaktive Müllnotstand soll herbeigeführt und damit soll die Bundesregierung gezwungen werden, aus der Kernenergie auszusteigen. Im Atomgesetz steht nichts von einem solchen Junktim; im Gegenteil: Das Atomgesetz nimmt den Staat in die Pflicht, Endlager zu erstel-

[96] Ansprache am 14. März 1991 in Braunschweig, zitiert nach atw 36, 1991, S. 157.

> len. Damit ist dieses Junktim schlicht rechtswidrig. Es stellt den Versuch einer politischen Erpressung dar.«

Seither ist die Landesregierung und insbesondere das niedersächsische Umweltministerium unablässig bemüht, die anstehenden Genehmigungsverfahren zumindest zu verzögern und Fortschritte nur dann zuzulassen, wenn diese durch Weisungen des Bundesumweltministers im atomrechtlichen Aufsichtsverfahren erzwungen werden.

Am 21. und 22. Juni 1990 fand eine Demonstration gegen das Endlager Gorleben statt, die Sachschäden zur Folge hatte. Das Bergamt Celle verursachte einen Stillstand der Arbeiten im *Erkundungsbergwerk Gorleben* vom Oktober 1990 bis Februar 1991 dadurch, daß es zwar den Hauptbetriebsplan zuließ, aber nicht mit einem Sofortvollzug versah, was einem Grundstückseigentümer die Einlegung eines Widerspruchs ermöglichte. Das VG Lüneburg widersprach auf Klage des Bundesamts für Strahlenschutz der Ansicht des Bergamts. Daraufhin verurteilte das LG Hannover am 29. Juli 1994 das Land Niedersachsen zum Schadensersatz an den Bund.

Am 10. September 1991 erteilte der BMU der niedersächsischen Umweltministerin, M. Griefahn, eine Weisung, die Einlagerungen von aus dem *belgischen Mol* zurückgenommenen radioaktiven Abfällen zuzulassen.

2. Gorleben-Hearing

Vom 21. bis 23. März 1993 hielt die niedersächsische Landesregierung ein *Hearing über das Endlager Gorleben* ab, das sein Ziel, »internationale Kriterien für die Errichtung von Endlagern weiterzuentwickeln« jedoch verfehlte.

Am 9. März 1993 verkündete die niedersächsische Umweltministerin »das Ende der Erkundungsarbeiten im Atomendlager Gorleben«, nachdem das Oberbergamt Clausthal-Zellerfeld am gleichen Tag einen Antrag auf Zulassung des vorzeitigen Beginns der untertägigen Erkundung abgelehnt hatte. Das VG Lüneburg lehnte am 1. Dezember 1993 den Antrag des Bundesamtes für Strahlenschutz (BfS) auf Erlaß einer einstweiligen Anordnung zwecks Zulassung des Hauptbetriebsplanes über den 31. Dezember 1993 hinaus ab. Hiergegen erhoben der BMU und das BfS am 10.September 1993 Klage beim VG.

Pilot-Konditionierungsanlage

Anfang Februar 1990 besetzten Kernenergiegegner die Baustelle der *Pilot-Konditionierungsanlage* (PKA) Gorleben, was eine Verzögerung der Baustelleneinrichtung erzwang. Mit Billigung des Bundeskabinetts vom 15. Juni 1994 erteilte BMU Töpfer der niedersächsischen Umweltministerin die Weisung zum Erlaß einer weiteren Teilgenehmigung für diese Anlage.

Endlager Konrad

Im Planfeststellungsverfahren für die Umrüstung des ehemaligen *Eisenerzbergwerks Konrad* in ein Endlager für radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung (nicht für abgebrannte Brennelemente !) für ca. 40 Jahre und anschließende Stillegung, das von niedersächsischen Landesregierung lange Zeit verschleppt wurde, wurden in der Zeit der Auslegung der Planungsunterlagen von Mitte Mai bis Mitte Juli 1991 von ca. 250 000 Einwendern ca. 10 000 Einwendungen erhoben. Der am 25. September 1992

begonnene Erörterungstermin – der bis dahin längste in Deutschland – endete am 6. März 1993 nach 75 Verhandlungstagen.

Nordrhein-Westfalen

In **Nordrhein-Westfalen**, dem »Kohleland«, auf dessen Gebiet nur das Kernkraftwerk Würgassen steht – dicht an den Grenzen zu Niedersachsen und Hessen –, intensivierte die SPD-Regierung nach Tschernobyl ihren Widerstand gegen die in diesem Land in Bau befindlichen Prototypen neuer Kernkraftwerkslinien: den schon lange bekämpften Schnellen Brüter SNR-300 in Kalkar und schließlich auch den früher favorisierten Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktor THTR in Hamm-Uentrop.

SNR-300

Im Jahr 1987 gab es ein anhaltendes Hin und Her um die Erteilung weiterer Genehmigungen für den *SNR-300* mit einem »Gutachterkrieg«. Dabei war das Land bestrebt, durch die Forderung nach immer neuen Sicherheitsgutachten die Inbetriebnahme zu verzögern, während ein vom Bundesforschungsministerium (BMFT) bestelltes Gutachten die Inbetriebnahme befürwortete. 1988 entbrannte ein heftiger Streit zwischen den Aufsichtsbehörden des Landes NRW und dem Bundesumweltminister bzw. der Bundesregierung mit einem Spitzengespräch beim Bundeskanzler am 20. September 1988, nachdem der Ministerpräsident von Baden-Württemberg, L. Späth, den SNR-300 aufgrund der langen Verzögerung als forschungspolitisch und ökonomisch nicht mehr sinnvoll bezeichnet hatte und die Einstellung der Finanzierung durch die EVU in seinem Land unterstützte. K. Töpfer beharrte auf dem Weisungsrecht des Bundes und erklärte, daß die Bundesregierung beim BVerfG feststellen lassen wolle, daß sich NRW verfassungswidrig verhalte. Gegen die Untersagung einer »zeitraubenden Untersuchung« als Konsequenz des Tschernobyl-Unfalls durch den BMU erhob NRW Verfassungsklage, die jedoch erfolglos blieb (siehe Kapitel 7.5.7). Die Hinhaltetaktik des Landes war jedoch schließlich mit ihrem Zermürbungseffekt erfolgreich: Am 20. März 1991 entschlossen sich der Bundesminister für Forschung und Technologie H. Riesenhuber sowie die beteiligten EVU und der Hersteller Siemens, keine weiteren Gelder mehr für die Inbetriebnahme und den späteren nuklearen Betrieb des SNR-300 aufzuwenden. So wurde das seit 1986 betriebsfertige Schnellbrüter-Kernkraftwerk aufgegeben.

THTR-300

Nach einem Beschluß der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen vom 15. August 1989 mußte das 300 MWe-Kernkraftwerk *THTR-300* mit Hochtemperaturreaktor unverzüglich stillgelegt werden. Die Anlage befand sich bereits im Leistungsbetrieb, doch erschien ihre Zukunft insbesondere hinsichtlich der weiteren Kosten auch dem Bundesminister für Forschung und Technologie sowie den Betreibern angesichts der Haltung des Landes zu ungewiß, da die Betriebsgenehmigung bis 1992 befristet war und für die anschließende Dauerbetriebsgenehmigung ein neues Genehmigungsverfahren erforderlich war.

Hessen

In **Hessen** konzentrierte die Koalitionsregierung aus SPD und Grünen ihre Anti-Kernenergie-Aktionen immer stärker auf die Herstellung plutoniumhaltiger Mischoxid-Brennelemente (MOX), die die Firma Siemens in Hanau betreibt. Der hessische VGH Kassel hob am 1. November 1988 auf Klagen des Main-Kinzig-Kreises sowie von zwei Privatpersonen eine Teilge-

Brennelementwerk Hanau

nehmigung für das *Siemens-Brennelementwerk Hanau* auf. Das LG Wiesbaden hat am 8. April 1993 der Klage der Firma Siemens gegen das Land Hessen auf Schadensersatz wegen Nichterteilung der Zustimmung zur Wiederinbetriebnahme des stillgelegten Betriebsteils MOX-Verarbeitung in ihrem Brennelementwerk Hanau dem Grund nach stattgegeben, da spätestens am 18. Mai 1992 die Zustimmungsreife zur Wiederinbetriebnahme gegeben gewesen sei. Der hessische VGH in Kassel hob am 21. Juli 1993 drei der ersten vier TEG für das Brennelementwerk Hanau auf und gab dem Eilantrag gegen die sofortige Vollziehung statt, weil das Hessische Umweltministerium die Auswirkungen der Baumaßnahmen auf dem Werksgelände auf den laufenden Betrieb des Werks nicht hinreichend gewürdigt habe. Das BVerwG hob am 9. August 1994 diese Urteile des hessischen VGH vom 21. Juli 1993 wieder auf und verwies die Klagen von zwei Bürgern zurück. Der BMU Töpfer erteilte erneut dem hessischen Umweltminister Fischer am 1. Juni 1993 und wiederum am 20. Dezember 1993 und am 19. April und 17. August 1994 Weisungen zur zügigen Durchführung von Genehmigungsverfahren, die die Anlagen der Verarbeitungsanlage und die Aufbewahrung von Kernbrennstoffen in Hanau betreffen.

Rheinland-Pfalz

In **Rheinland-Pfalz** ist seit der Übernahme der Regierung durch die SPD ebenfalls eine steigende gegen die Kernenergie gerichtete Tendenz zu beobachten. Sie wirkt sich vor allem im Streit um den weiteren Betrieb des *Kernkraftwerks Mülheim-Kärlich* aus. In einer auf einer Betriebsversammlung am 13. Juli 1994 verabschiedeten Resolution wandte sich die Belegschaft gegen die seit dem Urteil des BVerwG vom 9. September 1988 (siehe Kapitel 7.5.7.1) nicht mehr gerechtfertigten Verzögerungen in dem Verfahren um die 1. TEG vor dem OVG Koblenz, in der Schadensersatzklage des Betreibers vor dem OLG Koblenz und im Verhalten der Landesregierung als Genehmigungsbehörde, die bestrebt sei, alles zu unterlassen was einer Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks förderlich sei. Das OVG Koblenz hat Ende 1993 den Antrag eines Klägers aus Wiesbaden abgewiesen, durch den das Land Rheinland-Pfalz zur Erteilung der endgültigen Betriebsgenehmigung verpflichtet werden sollte.

KKW Mülheim-Kärlich

Baden-Württemberg

In **Baden-Württemberg** wurde in der Koalitionsvereinbarung zwischen CDU und SPD nach den Wahlen vom April 1992 festgelegt, daß die Abhängigkeit von der Kernenergie verringert werden müsse. Da jedoch serienreife Alternativen in ausreichendem Ausmaß auf absehbare Zeit nicht zur Verfügung ständen, müsse die Kernkraft für eine nicht exakt bestimmbare Zeit weiter genutzt werden, doch solle es keine Neu- oder Ersatzbauten für Kernkraftwerke in diesem Land geben.

Berlin

In **Berlin** entwickelte sich 1990/91 eine heftige politische Kontroverse um die Inbetriebnahme des neuen *Forschungsreaktors BER II* des Hahn-Meitner-Instituts (HMI). Die Erteilung der Betriebsgenehmigung war zunächst von der »grünen« Senatorin für Stadtentwicklung und Umwelt, M. Schreyer, monatelang verzögert worden und wurde dann von ihr wegen nicht ausreichender Unterlagen zur Entsorgungsvorsorge am 10. August 1990 abgelehnt, obwohl die Entsorgungspläne vom BMU gebilligt

worden waren. Am 31. Oktober 1990 verlangte der BMU als Bundesaufsichtsbehörde die Aufhebung des ablehnenden Bescheids, was erst nach Frau Schreyers Rücktritt durch den Finanzsenator am 26. November 1990 erfolgte. Am 15. März 1991 erteilte dann der neue Umwelt-Senator, V. Hassemer, die 3. und letzte TEG.

Hamburg

Hamburg unternahm am 26. Juni 1987 im Bundesrat einen Vorstoß, sämtliche Kernkraftwerke bis spätestens 31. Dezember 1996 abzuschalten, der jedoch mit den Stimmen der Unionsländer abgelehnt wurde.

In **Hessen, Niedersachsen und Schleswig-Holstein** forderten die SPD-Umweltminister Am 26. April 1991 eine Überprüfung der im Atomgesetz enthaltenen Verpflichtung zur »schadlosen Verwertung« radioaktiver Reststoffe. Insbesondere müsse auch geklärt werden, ob die Wiederaufarbeitung im Ausland diese Bedingung erfülle, was jedoch der BMU bestätigte.

7.5.7 Gerichtsverfahren, Verfassungsbeschwerden und Volksbegehren

Gerichtsverfahren

Auch die Klagen gegen den Bau, die Inbetriebnahme und den Betrieb von Kernkraftwerken und Anlagen des Brennstoffkreislaufs vor den Verwaltungsgerichten nahmen nach Tschernobyl weiter zu.

7.5.7.1 Gerichtsurteile

Die folgende Aufzählung weiterer Gerichtsverfahren um Kernkraftwerke und andere kerntechnische Anlagen, die keineswegs vollständig ist, soll ein Bild der Art und Umfangs der vor Gerichten ausgetragenen Kontroverse vermitteln:

KKW Würgassen

- Gegen das Kernkraftwerk *Würgassen* (KWW) wurden zunächst am 19. Dezember 1989 Anträge auf Widerruf der Betriebsgenehmigung und Stillegung bis zur Entscheidung hierüber vom Oberverwaltungsgericht (OVG) in Münster abgewiesen. Das Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) wies am 13. Juli 1989 Beschwerden gegen die Nichtzulassung der Revision gegen Urteile des OVG Münster zurück. Nachdem das KWW nach einer Störung am 5. Dezember 1989 von der Genehmigungsbehörde trotz eines positiven Untersuchungsergebnisses keine Genehmigung zum Wiederanfahren erhalten hatte, verschaffte sich der Betreiber die Genehmigung durch Klage beim OVG Münster (Wiederanfahren erfolgte am 22. Dezember 1989). Daraufhin ordnete die Behörde am gleichen Tag die Abschaltung aus Gründen des Brandschutzes an. Der Klage hiergegen versagte das OVG dann am 2. Januar 1990 die aufschiebende Wirkung. KWW ging erst im Oktober 1990 wieder in Betrieb.

KKW Obrigheim

- Im April 1989 forderten 5 Kläger die Betriebseinstellung des Kernkraftwerks *Obrigheim* (KWO) mit der Begründung, daß keine Dauerbetriebsgenehmigung für dieses Werk vorliege, wobei es um Formulierungsfragen bei den 1967/68 erteilten Genehmigungen für den Betrieb ging. Diese Forderung wurde vom Umweltministerium von Baden-Württemberg am 28. Juli 1989 abgelehnt. Diese Entscheidung wurde jedoch vom VGH Mannheim am 23. Mai 1990 aufgehoben. Gegen die daraufhin vom Ministerium am 25. Mai 1990 angeordnete Stillegung klagte der Betreiber, doch lehnte der

VGH am 27. Juni 1990 eine aufschiebende Wirkung der Klage ab. Die Klage selbst wurde am 19. März 1991 ebenfalls abgewiesen. Am 7. Juni 1991 entschied jedoch das BVerwG, daß das KWO nicht ohne Genehmigung betrieben worden sei. Das KWO ging am 18. August 1991 wieder ans Netz.

KKW Biblis A

— Auch nach dem Störfall im Kernkraftwerk *Biblis A* beim Wiederanfahren am 15. Dezember 1987, der zunächst als sicherheitsmäßig unbedeutend, nach längeren Untersuchungen jedoch als Ereignis von größerer Bedeutung eingestuft worden war und der Ende 1988 Anlaß einer breiten und heftigen öffentlichen Diskussion wurde, beantragten mehrere Kläger am 22. März 1989 den Widerruf der Betriebsgenehmigung für Biblis A und B. Der weitere Antrag, bis zur Entscheidung hierüber Biblis stillzulegen, wurde vom VGH Hessen am 26. Juni 1989 abgelehnt.

KKW Mülheim-Kärlich

— Die folgenreichsten Auswirkungen von Gerichtsverfahren gegen nukleare Anlagen gab es beim Kernkraftwerk *Mülheim Kärlich* (KMK), das 1986 in Betrieb ging, wobei weiterhin mehrere Klagen in verschiedenen Instanzen anhängig waren. Durch Beschluß vom 6. Oktober 1986 und vom 6. November 1986 stellte das OVG Rheinland-Pfalz in Koblenz die aufschiebende Wirkung der Klage der Stadt Neuwied wieder her, so daß das KMK wenige Tage vor Beginn des Leistungsbetriebs abgefahren werden mußte. Erst am 15. Juli 1987 gab das OVG den Betrieb wieder frei. Am 18. August 1987 ging das KMK wieder in Betrieb. Am 22. März 1988 lehnte das OVG Koblenz drei Klagen gegen die 6. und 8. Teilerrichtungsgenehmigung (TEG) ab. Am 9. September 1988 hob jedoch das BVerwG neben zwei Urteilen des VG Koblenz und des OVG Rheinland-Pfalz auch die 1. TEG für das KMK auf, woraufhin das Werk auf Anweisung des Umweltministers von Rheinland-Pfalz, H. O. Wilhelm, am 9. September 1988 wieder außer Betrieb gesetzt wurde. Das OVG lehnte jedoch am 28. Oktober 1988 einen Antrag ab, der Regierung aufzuerlegen, sämtliche Arbeiten am KMK zu untersagen. Am 28. August 1989 begann die öffentliche Anhörung zu einer neuen 1. TEG für das KMK, gegen die ca. 66 000 Einwendungen aus allen Teilen Deutschlands eingegangen waren. Die Anhörung wurde wegen heftiger Kritik gegen ihre Durchführung im Dezember 1989 fortgesetzt. Am 20. Juli 1990 erteilte das Umweltministerium von Rheinland-Pfalz die neue 1. TEG (jedoch ohne Sofortvollzug), gegen die sofort wieder Klage erhoben wurde. Der Umweltminister verweigerte den vom Betreiber beantragten Sofortvollzug. Am 24. Mai 1991 erklärte das OVG Koblenz auch die TEG vom 20. Juli 1990 für rechtswidrig, da die Behörde die Genehmigungsfähigkeit der Anlage nicht ausreichend geprüft habe.

KKW Mülheim-Kärlich

Das Bundesverwaltungsgericht hob am 11. März 1993 im Rechtsstreit um die 1. TEG für das Kernkraftwerk *Mülheim-Kärlich* das Urteil des OVG Koblenz vom Mai 1991 auf, das der Klage stattgegeben hatte, und verwies den Rechtsstreit an das OVG zurück. Anträge des Betreibers RWE auf Anordnung der sofortigen Vollziehung der 1. TEG wurden jedoch vom Umweltministerium Rheinland-Pfalz sowie vom OVG Koblenz abgelehnt (siehe auch Kapitel 7.5.6).

KKW Unterweser

— Das OVG Lüneburg wies mit Urteil vom 6. März 1991 die Berufung gegen ein Urteil des VG Oldenburg zurück, das eine Klage gegen die 1981 erteilte Genehmigung für das *Kernkraftwerk Unterweser* (KKU) abgewiesen hatte.

— Das OVG Lüneburg erklärte mit Urteil vom 7. Februar 1991 den vom VG Stade erteilten Sofortvollzug für Änderungen der Genehmigung für die Aufbewahrung bestrahlter Brennelemente im *Transportbehälterlager Gorleben* für rechtmäßig. BE-Lager Gorleben

— Nachdem das OVG Lüneburg bereits im März 1990 Anträge auf Wiederherstellung der aufschiebenden Wirkung einer Klage gegen die *Pilot-Konditionierungsanlage* (PKA) in Gorleben abgelehnt hatte, wies es am 21. Januar 1993 und erneut am 17. Mai 1994 Klagen gegen diese Anlage ab. Pilot-Konditionierungsanlage PKA

— Das OVG Lüneburg wies am 21. Oktober 1992 die Klage gegen die 6. TEG für Errichtung und Betrieb der *Brennelementfertigungsanlage Lingen* ab. BE-Fertigungsanalage Lingen

— Am 17. März 1992 bestätigte das OVG Münster in einem Eilverfahren die sofortige Vollziehbarkeit eines vom Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) erteilten Nachtrags zur Aufbewahrungsgenehmigung für das *Brennelementzwischenlager Ahaus* (BZA). BE-Zwischenlager Ahaus BZA

— 1990 lehnte das OVG Lüneburg eine Klage gegen die Betriebsgenehmigung für das *Kernkraftwerk Brokdorf* ab. KKW Brokdorf

— Das Klageverfahren eines Holländers gegen die 1. TEG für das *Kernkraftwerk Emsland* (KKE) wurde nach 10jähriger Dauer mit der Zurückweisung einer Beschwerde gegen die Nichtzulassung der Revision im Berufungsurteil des OVG Lüneburg durch das Bundesverwaltungsgericht im Juli 1993 beendet. KKW Emsland

— Der Bayerische Verwaltungsgerichtshof hob am 2. April 1987 die 1. TEG für die *Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf* (WAW) für einige Gebäude und -teile auf weil sie nicht zum nuklearen Teil gehören. Das Bundesverwaltungsgericht widersprach jedoch am 4. Juli 1988 dieser Auffassung und wies das Verfahren zur erneuten Entscheidung an den VGH zurück. Der VGH lehnte am 13. Mai 1987 Eilanträge gegen die sofortige Vollziehbarkeit der Baugenehmigung für das Brennelement-Eingangslager ab. Am 29. Januar 1988 erklärte er den Bebauungsplan des Landratsamt Schwandorf für nichtig. Das Landratsamt seinerseits lehnte im August 1988 »völlig überraschend« den Antrag der DWK auf den Bebauungsplan für das Hauptprozeßgebäude ab, wogegen die DWK Widerspruch einlegte. Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf

— Am 17. April 1990 wies das BVerwG eine Beschwerde gegen die Nichtzulassung der Revision gegen das Urteil des VGH Mannheim zurück, das eine Klage gegen eine Nachtrag zur Betriebsgenehmigung der *Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe* (WAK) abgelehnt hatte. Wiederaufarbeitungsanlage Karlruhe

— Am 11. Dezember 1986 hob das VG Münster die von der *Stadt Ahaus* 1983 erteilte Baugenehmigung für das Brennelementzwischenlager als Transportbehälterlager in Ahaus (NRW) auf. Dies wurde zwar vom OVG Münster in der Berufungsverhandlung aufgehoben, doch wurde ein Weiterbau erst zugelassen, nachdem das Gericht in einem gesonderten Verfahren den Baustopp ausdrücklich aufhebt. Das Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) lehnte am 2. Juni 1988 den Antrag des Klägers auf Wiederherstellung der aufschiebenden Wirkung seiner Klage ab. Abbildung 7.10 zeigt das Brennelementzwischenlager Ahaus nach Fertigstellung. BE-Zwischenlager Ahaus BZA

— Das OVG Münster wies am 18. Juli und 23. September 1988 zwei Klagen gegen den *THTR-300* zurück. Beschwerden gegen die Nichtzulassung der Revision wurden vom BVerwG am 13. Juli 1989 abgelehnt. THTR-300

Brennelement-
zwischenlager
Ahaus BZA

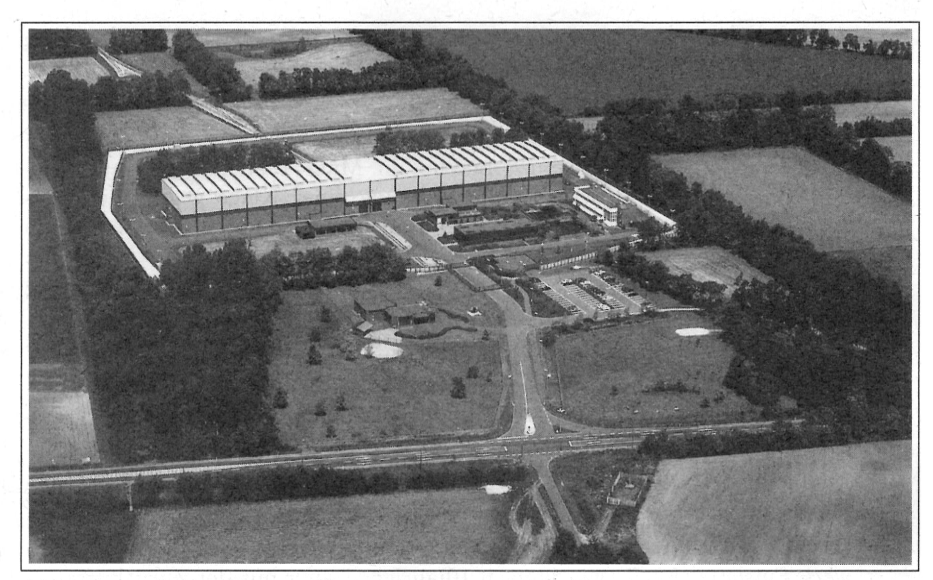


Abbildung 7.10: Blick auf das fertiggestellte Brennelementzwischenlager Ahaus (BZA).
Photo: Brennelementzwischenlager Ahaus GmbH.

Endlager Morsleben
ERAM

— Auch in den neuen Bundesländern gab es nach der Vereinigung Gerichtsurteile gegen Entsorgungsanlagen. So untersagte das Bezirksgericht Magdeburg am 20. Februar 1991 dem Bundesamt für Strahlenschutz die Endlagerung radioaktiver Abfälle im *Endlager Morsleben* (ERAM) der ehemaligen DDR (siehe Kapitel 7.5.5.4).

7.5.7.2 Verfassungsbeschwerden

Verfassungs-
beschwerden

Die Kernenergiekontroverse zwischen den politischen Parteien sowie zwischen dem Bund und einigen Bundesländern wurde zunehmend auch mittels *Verfassungsbeschwerden* ausgetragen.

So erklärte die *SPD-Bundestagsfraktion* im Mai 1988, daß sie einen Normenkontrollantrag gegen das Atomgesetz (AtG) beim BVerfG gestellt habe. Das AtG sei für verfassungswidrig zu erklären hinsichtlich der Erzeugung und Nutzung von Plutonium sowie wegen eines Verstoßes gegen Art. 2 Abs. 2 und Art. 20 Abs. 3 des Grundgesetzes hinsichtlich verschiedener Verfahrensfragen und Zielvorgaben.

Die Regierung von *Hessen* leitete mit Antrag vom 20. März 1987 auf Feststellung der Unvereinbarkeit von Vorschriften des Atomgesetzes mit dem Grundgesetz ein Normenkontrollverfahren beim BVerfG ein.

Das Bundesverfassungsgericht lehnte am 13. November 1987 eine Beschwerde gegen das Urteil des Bayerischen Verwaltungsgerichtshofs, das Anträge gegen die sofortige Vollziehbarkeit einer TEG für Wackersdorf zurückgewiesen hatte, ab (siehe Kapitel 7.5.5.4).

Im November 1988 reichte das Land *Nordrhein-Westfalen* eine Klage beim BVerfG gegen die Untersagung einer »zeitraubenden Begutachtung«

des SNR-300 durch den BMU im Mai 1988 ein (siehe oben). Nachdem auf Anfrage des BVerfG jedoch das BVerwG am 27. April 1989 die Auffassung bestätigte, daß die Bundesbehörde die Beurteilung einer Landesbehörde durch eine Weisung ersetzen dürfe, da sonst die Aufsicht ins Leere laufen würde, wies das BVerfG den Feststellungsantrag des Landes am 22. Mai 1990 als unbegründet zurück.

Am 27. Februar 1991 klagte der *Bundesumweltminister* beim BVerfG gegen die Weigerung von Niedersachsen, das Genehmigungsverfahren für die *Schachtanlage Konrad* fortzusetzen. Das Land hatte am 15. Februar 1991 gegen die Weisung des BMU beim BVerwG geklagt.

In seinem Urteil vom 10. April 1991 stellte das Bundesverfassungsgericht fest, daß das *Land Niedersachsen* durch seine Weigerung, der Weisung des BMU zu folgen, gegen Artikel 85 Abs. 3 des Grundgesetzes verstößt, woraufhin das Land seine Klage beim Bundesverwaltungsgericht zurückzog.

7.5.7.3 Volksbegehren

Nach dem Unfall im sowjetischen Kernkraftwerk Tschernobyl gab es sehr bald auch Initiativen, die den Ausstieg aus der Kernenergie mittels *Volksbegehren* erreichen wollten. Sie hatten jedoch keinen Erfolg:

Die Grünen in *Nordrhein-Westfalen* beantragten Mitte 1986 den Erlaß eines *Gesetzes für ein Volksbegehren* über die sofortige Einstellung der Nutzung der Kernenergie.

Ausstiegsversuche über Volksbegehren

Im September 1986 wurde beim NRW-Innenministerium von einer »Aktion Volksbegehren NRW gegen Atomanlagen« ein Antrag auf ein Volksbegehren zur *Enteignung und Stillegung von Kernenergieanlagen in NRW* gestellt, der jedoch aus verfassungsrechtlichen Gründen auch vom VerfGH NRW (am 13. Februar 1987) abgewiesen wurde.

Auch ein in *Bayern* im Gebiet um die *WAA Wackersdorf* eingebrachter Antrag auf Zulassung eines Volksbegehrens wurde am 14. August 1987 vom Bayerischen VerfGH abgelehnt.

7.6 Ein »Atom-Staat«?

Bearbeitet von Ulrich Waas (außer Kap. 7.6.5 und 7.6.6)

Das mehrfach zitierte Buch *Der Atom-Staat* von R. Jungk[97] wird beherrscht von der bedrückenden Vorstellung, eine Weiterentwicklung der Kernenergie mache eine allumfassende Kontrolle unverzichtbar. Die friedliche Kernenergienutzung schaffe ein unerträgliches Terrorpotential. Trifft dies zu?

[97] R. Jungk: *Der Atom-Staat*, München, 1977.

7.6.1 Die Bombe[98]

Bombensprengstoff

(1) Wie in diesem Buch an anderer Stelle dargelegt ist, eignet sich nur sehr hoch angereichertes Uran und waffengeeignetes (»weapon graded«) Plutonium als Bombensprengstoff. Uran mit der erforderlichen Anreicherung findet in der friedlichen Kerntechnik nur ganz ausnahmsweise Verwendung und muß daher in Trennanlagen für eine Bombe eigens hergestellt werden. Waffengeeignetes Plutonium darf nur geringe Gewichtsanteile an Plutonium 240 und 242 enthalten, d.h., die wiederaufgearbeiteten Brennelemente dürfen nur geringfügig abgebrannt sein. Die Beeinträchtigung der Bombeneignung von Plutonium mit höheren Anteilen an geradzahligen Isotopen ist vor allem darauf zurückzuführen, daß die bis zu 40 % beigemischten höheren Isotope sich spontan spalten und damit die sogenannte kritische Anordnung zu früh zerstören.

waffengeeignetes Plutonium

Zündtechnik

Selbst mit in jeder Hinsicht waffengeeigneten Spaltstoffen ist es technisch überaus schwierig, eine Bombe zu zünden. Für eine wirkungsvolle Zündung müssen mehrere nahekritische Massen mit erheblicher Geschwindigkeit aufeinander zu geschossen werden. Nach Auskunft von Experten entspricht diese Geschwindigkeit schon bei Waffenplutonium dem etwa Zehnfachen der Schallgeschwindigkeit, d.h. mehreren Kilometern je Sekunde. Mit normalen technischen Mitteln ist diese Geschwindigkeit nicht zu erreichen, nur mit modernen Implosionstechniken. Zusätzliche Schwierigkeiten bereitet die erforderliche extrem genaue Zeitabstimmung zwischen dem Zusammenschuß und dem die Kettenreaktion anregenden Neutronenimpuls[99].
Je größer der Anteil an höheren Plutonium-Isotopen ist, um so höher muß die für die wirkungsvolle Zündung einer Bombe erforderliche Zusammenschußgeschwindigkeit sein. Bei größerer Abweichung von den Sollwerten wird die Wahrscheinlichkeit einer erfolgreichen Zündung und damit die Wirksamkeit des nuklearen Sprengsatzes zunehmend geringer. Die Verwendung von Plutonium aus der Wiederaufarbeitung von Leichtwasserreaktor-Brennstoff (Reaktorplutonium) erhöht somit die technischen Schwierigkeiten für den Bau einer Bombe ganz außerordentlich.

Nordkorea

Dies ist auch der Hintergrund für einen wesentlichen Punkt im Abkommen zwischen den USA und Nordkorea, das im Oktober 1994 beschlossen wurde: Die in Nordkorea bisher betriebenen Gas-Graphit-Reaktoren sind sowohl aufgrund ihrer reaktorphysikalischen Auslegung (etwas anderes Neutronenflußspektrum) als auch wegen der Möglichkeit, einzelne Brennelemente unauffällig – d.h. während des Reaktorbetriebes – bei niedrigem Abbrand austauschen zu können, für die Produktion von Waffenplutonium gut geeignet. Die von den Koreanern als Ersatz für die stillzulegenden Gas-Graphit-Reaktoren angebotenen Leichtwasserreaktoren müssen dagegen für

[98] Die Ausführungen dieses Abschnitts beziehen sich nur auf die Möglichkeiten und Risiken zur Fertigung und Zündung von Kernsprengkörpern durch Terroristen im Inland, nicht aber auf die Problematik einer mißbräuchlichen Verwendung von Kernbrennstoff durch Staaten; vgl. dazu Kap. 8.

[99] Vgl. P. Borsch und E. Münch: *Sicherung von Kernbrennstoffen und kerntechnischen Anlagen*, in: Kernfragen, hrsg. 1978 von der KFA Jülich.

einen Brennelementaustausch mindestens für etwa eine Woche abgeschaltet werden. Ein alle ein bis zwei Monate stattfindender Brennelementaustausch würde dann aber nicht nur die Stromversorgung und die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen, sondern wäre auch für Überwachungssatelliten erkennbar, da die über Infrarotstrahlung erkennbare Abwärme des Kernkraftwerkes während der Reaktorabschaltung ausbleibt.

Plutonium-Schmuggel?

Im Frühjahr 1994 wurde – vor dem Hintergrund einer zunehmenden Zahl von Schmuggelfällen mit radioaktivem Material, das vermutlich aus Ländern des ehemaligen Warschauer Pakts stammt – in den Medien (z.B. ARD-Fernsehen am 15.04.94) über einen geheimen sowjetischen »Supersprengstoff« berichtet, der nukleare Sprengkörper mit kleineren Spaltstoffmengen oder mit Reaktorplutonium ermögliche. Eine fachkundige Überprüfung von Angaben zu dem sogenannten *Red Mercury* aus den in der ARD-Sendung vorgelegten Dokumenten ergab jedoch erhebliche naturwissenschaftliche Widersprüche und keinen Hinweis auf die Existenz eines Supersprengstoffs[100].

Eigenschaften von Plutonium

Zu den Schwierigkeiten mit der Zündtechnik kommen noch erhebliche Schwierigkeiten bei der Verarbeitung des Plutoniums. Plutonium*metall* ist sehr unedel und kann deshalb nur in sauerstofffreier Atmosphäre verarbeitet werden. Plutonium*oxid* ist zwar chemisch stabiler, dafür vergrößert die Verwendung von Oxid aber die mit der Spontanspaltung von Plutonium verbundenen Probleme erheblich. Aufgrund seiner chemischen und radiologischen Eigenschaften kann Plutonium nur in hochtechnisierten und spezialisierten Einrichtungen verarbeitet werden. Zudem ist Plutonium giftig. Diese Einrichtungen erfordern zweistellige Millionenbeträge. Für einen »Bastler« wären der erforderliche Aufwand und die mit dieser Arbeit verbundene Gefährdung unüberwindliche Hindernisse. Anschaulich werden die Probleme insgesamt dadurch, daß Anfang der 70er Jahre in Indien viele Spezialisten, die auf eine leistungsfähige industrielle Infrastruktur zurückgreifen konnten, mehrere Jahre arbeiten mußten, bevor ein nuklearer Sprengkörper erfolgreich gezündet werden konnte.

Terrorismus

C. F. von Weizsäcker weist in diesem Zusammenhang darauf hin, daß nicht nur (oder besser: nicht so sehr) die Gefahr der faktischen Entwendung von Plutonium ernst genommen werde[101], sondern die Gefahr, daß Terroristengruppen mit der falschen Behauptung bluffen, sie seien im Besitz von Plutonium und von daraus gebauten Kernwaffen.

Möglichkeit der Herstellung einer Bombe

(2) Ungeachtet dieser Feststellung nimmt die Diskussion um die Möglichkeiten der Herstellung und Zündung einer Bombe durch Terroristen kein

[100] W. Seifritz: *Spekulationen um Rotes Quecksilber RM 20/20*, atw 39, S. 585, August/September 1994.

[101] Eine im Frühjahr 1975 vorgelegte Studie von B. L. Cohen für das Institute for Energy Analysis (Oak Ridge Associated Universities) kommt zu dem Ergebnis, daß entwendetes Plutonium schwieriger und weniger effektiv für terroristische Zwecke eingesetzt werden könne als wirksame konventionelle Giftstoffe. Eine Substanz, deren Bedrohung in einer möglichen Krebserregung nach 15–45 Jahren liege, sei für Terroristen nicht besonders geeignet.

Ende. Unabhängig voneinander schreckten im Sommer 1978 zwei Studenten – Dimitri Rotow und John Aristotle Philips – die Öffentlichkeit mit der Feststellung auf, es sei aufgrund zugänglicher Informationen durchaus möglich, eine Atombombe zu fertigen[102]. Diese und jede ähnliche Aussage übersieht die damit verbundenen außerordentlichen Schwierigkeiten, die die Atomwaffenstaaten nur mit ganz erheblichem wirtschaftlichen, technischen und finanziellen Aufwand haben überwinden können.

Weltweites Aufsehen erregte 1979 die Auseinandersetzung um die Veröffentlichung eines Berichtes des Journalisten Howard Morland mit dem Titel »Das Geheimnis der Wasserstoffbombe – Wie wir es erhielten und warum wir es preisgeben«. Howard hatte diesen Bericht nach eingehender Durchsuchung der Fachliteratur und zahlreichen Interviews mit Wissenschaftlern und Behörden verfaßt und dabei seine Kombinationsgabe unter Beweis gestellt. Das Nachrichtenmagazin *Der Spiegel* brachte eine Zusammenfassung des Berichts in seiner Ausgabe vom 3. März 1980. Eine sorgfältige Lektüre zeigt jedoch, daß dieser Artikel keinerlei Informationen enthält, die nicht ohnehin bereits bekannt waren.

(3) Im Licht der vorstehenden Feststellungen waren die bis 1991 registrierten Fälle von Bilanzdefiziten oder Beiseiteschaffen von Spaltstoffen aus zivilen Bereichen sicherlich besorgniserregend, sie geben aber keinen Anlaß zu ernsthaften Befürchtungen, daß Terroristen diese Stoffe zur Bombenfertigung verwendet haben oder hätten verwenden können.

Diebstähle von Kernbrennstoffen

In den USA wurden in der Vergangenheit mehrfach Diebstähle oder Fehlbestände an Kernbrennstoffen registriert, so der in der Brennelementfabrik der General Electric Co. in Wilmington N. C. im Januar 1979 mit dem Ziel einer Erpressung begangene Diebstahl von zwei Containern mit je 34 kg auf 2,6 % angereichertem Uranoxid in Pulverform (eine recht geringe, zur Bombenfertigung in jeder Hinsicht ungeeignete Menge). Schwerwiegender und aufsehenerregender war das Verschwinden von wenigstens 9 kg hoch angereicherten Urans für den Antrieb von Atom-U-Booten aus einer Fabrik zur Herstellung von Kernbrennstoff in Erwin/Tennessee. Es blieb ungeklärt, ob diese Menge tatsächlich als vermißt gelten muß oder ob sie im Verlauf des Herstellungsprozesses verlorenging oder ob auch nur ein Materialbuchungsfehler – eine Inventory Difference (ID) – vorliegt[103]. Die NRC hat jedenfalls unverzüglich verfügt, den Betrieb zu schließen

[102] In ihrer Studie *Nuclear Theft: Risks and Safeguards* vom Frühjahr 1974 stellen M. Willrich und T. B. Taylor keineswegs unbestritten fest, die Herstellung von Kernsprengsätzen biete für geschickte Bastler heute kein Problem mehr, da die entsprechende Literatur nicht mehr der Geheimhaltung unterliege. Wegen der erwarteten Steigerung der Umlaufmengen an Kernbrennstoffen erhöhe sich zudem die Gefahr einer unauffälligen wenn nicht gar gewaltsamen Entwendung. Daher müsse der Schutz gegen Diebstähle wesentlich verstärkt werden.

[103] Solche bei der Buchführung von Spaltstoffen (Uran, Plutonium) auftretenden Differenzen werden gewöhnlich als MUF (Material Unaccounted For) bezeichnet. Sie sind zumeist zurückzuführen auf Meßungenauigkeiten, Niederschläge in Apparaten und Rohrleitungen und auf Buchführungsfehler, gelegentlich aber auch darauf, daß Material entwendet wurde.

Im April/Mai 1977 wurde bekannt, daß neun Jahre vorher, im November 1968, eine Schiffsladung, bestehend aus 560 mit der Aufschrift »Plumbat« versehenen Fässern Natururanoxid – insgesamt 200 t Natururan –, verschwunden ist Die besonderen Umstände – Kontrollzuständigkeit von EURATOM und mögliche Verbringung des Urans nach Israel – verhalfen diesem Vorfall als »Affäre Scheersberg« zu besonderer Publizität: Mehrere Politthriller nahmen sich dieses dankbaren Stoffes an.

»Plumbat«

Die wenigen eindeutig erwiesenen Umstände des Verschwindens dieser Schiffsladung ursprünglich aus Zaire stammenden Urans gab die Sprechergruppe der EG-Kommission am 5. März 1977 bekannt: Danach konnten die verkaufende und die kaufende Gesellschaft identifiziert. aber nicht der Verbleib des Natururans geklärt werden. Klar ist auch, daß ohne eine Verarbeitung in einer sehr aufwendigen Anreicherungsanlage, wie es sie nur in wenigen Industrieländern gibt, ein Mißbrauch dieses Urans für Kernwaffen nicht möglich war.

Nach diesem Vorfall unterwarf EURATOM auch alle Spediteure und Händler einem Deklarationszwang, der die EURATOM-Sicherheitsinspektoren seitdem in den Stand setzt, den Transportweg der Kernbrennstoffe von Anfang bis Ende zu verfolgen.

EURATOM

Im Verlaufe der Affäre um die Firma Transnuklear in Hanau wurde im Zeitraum 1986/87 vorübergehend behauptet, neben einer Falschdeklarierung von Abfällen sei es auch zu Verschiebung von für Kernwaffenherstellung geeigneten Spaltstoffen gekommen. Die Überprüfungen zeigten jedoch sehr schnell, daß diese Behauptungen völlig ohne Beweis und mindestens grob fahrlässig in Umlauf gesetzt worden waren.

(4) Besorgniserregender wurde die Situation mit dem Zerfall der Sowjetunion und der wirtschaftlichen Krise in den jeweiligen Nachfolgestaaten, auf deren Gebiet sich Forschungs- oder Produktionsstätten für Kernwaffen der ehemaligen Sowjetunion befinden. Zu befürchten war und ist, daß bisher privilegierte Experten dem wirtschaftlichen und sozialen Abstieg dadurch zu entgehen suchen, daß sie ihnen zugängliches Nuklearmaterial oder ihre speziellen Kenntnisse gegen viel Geld verkaufen können.

Zerfall der Sowjetunion

Tatsächlich stieg die Zahl der festgestellten Schmuggelfälle mit radioaktivem Material von 4 im Jahr 1990 über 41 und 158 auf 241 Fälle in den Jahren 1991/92/93. Allerdings handelte es sich – oft entgegen den Angaben der Anbieter – nicht um Stoffe, die für den Bombenbau nur ansatzweise geeignet gewesen wären.

Im Mai 1994 wurde jedoch bei einer Hausdurchsuchung in Baden-Württemberg erstmals Plutonium in einer waffenfähigen Qualität gefunden, wenn auch nur 6 g. (Mit Blick auf Proliferation werden gegenwärtig 8 000 g Plutonium als »signifikante Menge« bezeichnet.) Im August 1994 wurde dann in München eine Luftfrachtsendung aus Moskau beschlagnahmt, die ca. 350 g Plutonium enthielt, das jedoch im Pu 239-Anteil nicht ganz der Qualität von Waffenplutonium entsprach.

signifikante Menge

Diese Funde führten zu einer deutlichen Kontroverse zwischen deutschen und russischen Regierungsstellen darüber, ob das Material aus russischen Quellen, insbesondere aus Kernwaffenproduktionsstätten stamme. Behauptungen in dieser Richtung wurden von deutscher Seite nach Besprechungen des zuständigen deutschen Staatsministers am 20. August 1994 in Moskau wieder deutlich abgeschwächt. Unklar blieb dabei in der Öffentlichkeit, ob die Abschwächung der Behauptungen zurückzuführen ist auf technische Gegenargumente der Russen oder auf politische Rücksichtnahme, um die Zusammenarbeit gegen Nuklearschmuggel nicht zu beeinträchtigen[104].

Unabhängig von der Bewertung der konkreten Fälle ist aber unstreitig, daß erhebliche Anstrengungen erforderlich sind, um einen Mißbrauch des Spaltstoffs aus der sowjetischen Kernwaffenproduktion zu vermeiden. Für eine Strategie gegen den Mißbrauch sind neben einer intensiven Zusammenarbeit mit den zuständigen russischen Stellen, die auch ein erkennbares Interesse daran haben, nicht die Kontrolle über die Kernwaffentechnik zu verlieren, vor allem zwei Gesichtspunkte zu beachten:

— Die ehemaligen sowjetischen Experten mit Kenntnissen und Zugang zu Material für die Kernwaffenherstellung müßten wirtschaftlich und sozial einigermaßen abgesichert werden.

— Das bombenfähige Material (waffenfähiges Plutonium und hochangereichertes Uran) muß möglichst bald – d.h. in der Praxis wohl mittelfristig – in eine Form gebracht werden, die es für die Kernwaffenherstellung ungeeignet macht.

Denaturierung von Kernwaffenmaterial

Die geeignetste Methode, diese Materialien praktisch unumkehrbar zu »denaturieren«, besteht darin, die Spaltstoffe zur Herstellung von Brennelementen für Reaktoren zu verwenden, in denen ein hoher Abbrand erreicht wird. Die hochabgebrannten Brennelemente können dann durch direkte Endlagerung einem Mißbrauch völlig entzogen werden. Darüber hinaus bietet der Einsatz dieser Brennelemente in Leistungsreaktoren die Möglichkeit, über die Stromproduktion einen erheblichen Teil zur Finanzierung des Programms beizutragen.

Die Technologien zur Verarbeitung von Plutonium zu Brennelementen für Leistungsreaktoren und für hohe Abbrände sind in Deutschland zweifellos am weitesten entwickelt. Ob damit ein Beitrag zur Lösung des Problems geleistet werden kann, ist jedoch zweifelhaft, da in Deutschland gegenwärtig starke politische Kräfte einerseits zwar die Vermeidung des Mißbrauchs von Spaltstoffen aus der Abrüstung fordern, aber andererseits wegen ihrer prinzipiellen Ablehnung auch der zivilen Kernenergienutzung ein Unbrauchbarmachen dieser Spaltstoffe in Kernkraftwerken ablehnen.

(5) Stark verkürzt läßt sich die bisherige Erfahrung im Umgang mit Spaltstoffen wie folgt zusammenfassen:

bisher keine Abzweigung im zivilen Bereich

— Im Bereich der Stromerzeugung mit Kernkraftwerken handelte es sich – soweit bekannt – bisher in allen Fällen mit Entwendung oder Abzweigung von

[104] M. Hibbs: *Police and Media Stings Account for Germany's Plutonium Market*, Nucleonics Week 35, Nr. 34, S. 1, August 1994.

Spaltstoffen nur um nichtwaffentaugliches und deshalb nur wenig gesichertes Material (natur- oder niedrigangereichertes Uran). In mehr als 40 Jahren ist kein Fall einer Entwendung aus einem zivilen Bereich mit der Möglichkeit oder auch nur der Absicht der Herstellung einer Bombe bekannt geworden.

Mit Blick auf die Befürchtungen, durch Wiederaufarbeitung und Rezyklierung von Plutonium in Brennelementen für Leistungsreaktoren könne es leichter zu einem Entwenden kommen, darf nicht übersehen werden, daß die Bilanzierung (Spaltstoffflußkontrolle) nur eine – relativ grobe – Sicherung gegen Entwendung von Spaltstoffen ist. Wichtiger ist die Kontrolle an den Fabrikausgängen (mit Detektoren), die auf radioaktive Strahlung ansprechen. Gerade das häufig unter dem Stichwort »Plutoniumwirtschaft« genannte Plutonium aus der Wiederaufarbeitung von Leichtwasserreaktor-Brennelementen gibt genügend Strahlung ab, daß selbst abgeschirmte Plutoniummengen von weniger als einen Gramm einen Alarm auslösen. Nach einer Studie der US-NRC von 1978 wären deshalb in einer so gesicherten Anlage Tausende von kleinen Diebstählen erforderlich, um eine ausreichend große Menge an Spaltstoff zu entwenden[105]. Bei Unterstützung der Detektoren durch stichprobenartige Durchsuchungen sei somit die Chance sehr hoch, eine derartige, sich notwendigerweise über einen langen Zeitraum hinziehende Entwendungsaktion zu entdecken.

Spaltstoff-flußkontrolle

— Im militärischen Bereich bestanden bis Anfang der 90er Jahre keine Hinweise, daß jemals Nuklearsprengstoff aus militärischen Beständen gestohlen worden ist. Angesichts der besonderen Sicherungsmaßnahmen war dies bis vor kurzem aber auch wenig wahrscheinlich. In allen Fällen, in denen in militärischen Wiederaufarbeitungsanlagen größere Defizite an waffentauglichem Material auftraten, sprachen die Indizien überwiegend für Buchungsfehler, Prozeßverluste usw.

Seit 1991 gibt es jedoch zunehmenden Anlaß für die Befürchtung, daß Spaltstoffe aus der Kernwaffenentwicklung und -produktion der ehemaligen Sowjetunion und zugehörige Kenntnisse in falsche Hände geraten könnten.

Diebstahl von Kernwaffenmaterial

Ob die zivile Kernenergienutzung durch Verbrauch dieser Spaltstoffe zur Stromerzeugung einen Beitrag zur Lösung dieses Problems leisten kann, ist keine technische, sondern eine politische Frage.

Mit Blick auf die hier im Vordergrund stehende Frage, ob die friedliche Nutzung der Kernenergie das Risiko einer illegalen Waffenanfertigung erhöhen könnte, ist auf jeden Fall festzustellen, daß die heute bedrohlich erscheinenden Probleme sich völlig unabhängig von der zivilen Nutzung entwickelt haben.

7.6.2 Sabotage

(1) Wohl ernster zu nehmen sind Absichten und Bestrebungen, Kernenergieanlagen zu stören. Deutsche Staatsschutzbehörden fanden im Sommer 1979 ein »Handbuch zur Selbsthilfe«, das Erfahrungen aus Widerstandsak-

Widerstand gegen Kernenergie

[105] US-NRC: *Safeguarding a Domestic Mixed Oxide Industry against a Hypothetical Subnational Threat*, Office of Nuclear Material Safety and Safeguards, NU-REG 0414, Washington, D. C., 1978.

tionen gegen Kernenergieanlagen zusammenfaßt und Ratschläge zum praktischen Widerstand gibt. Dieses Handbuch enthält detaillierte Geländeskizzen der Kernkraftwerke, praktische Sabotageanweisungen, Anleitungen zum Bau von Rohrbomben und anderen Sprengkörpern usw., z.B. auch eine Anweisung, wie eine 2 cm dicke Panzertür von Kernkraftgegnern aufgesprengt werden kann.

(2) In der Tat sind in den letzten Jahren Sabotagen an Kernenergieanlagen und andere Anschläge verübt worden. Nachstehend einige wahllos herausgegriffene Beispiele: Bemerkenswert ist, daß der ganz überwiegende Teil der mit der Kernenergie in Verbindung gebrachten Anschläge gerade nicht kerntechnische Anlagen in Betrieb und deshalb mit besonderen Sicherungen betraf, sondern ungesicherte Ziele, wie z.B. Wohnhäuser von Angestellten oder Verwaltungsgebäude.

— Zwei Masten einer Hochspannungsleitung, über die das Kernkraftwerk Esenshamm Strom in das Versorgungsnetz der PreussenElektra speist, wurden am 27. April 1981 in ihren Fundamenten abgesprengt.

— Am 24. Januar 1985 wurde vermutlich von Kernkraftwerksgegnern ein Mast der 380 kV-Leitung zum Kernkraftwerk Krümmel gesprengt, so daß das unter Vollast laufende Kernkraftwerk den erzeugten Strom nicht mehr ins Netz einspeisen konnte. Der Reaktorschutz des Kernkraftwerks löste daraufhin automatisch eine Reaktorschnellabschaltung aus; die Stromversorgung für den Eigenbedarf des Kraftwerks wurde vorübergehend von der Notstromversorgung übernommen.

— Am 4. November 1979 sprengte eine Gruppe von Kernenergiegegnern unter der Bezeichnung »Do-it-yourself-Arbeitsgruppe 007« die Verankerung eines außerhalb der umzäunten Reaktoranlage Gösgen-Däniken im Schweizer Kanton Solothurn errichteten 110 m hohen Stahlmastes mit meteorologischen Kontrollinstrumenten. Dieser Mast stürzte auf die 400 000 Volt-Transformatorenanlage und zerstörte diese teilweise. Nach Bekunden der Saboteure sollte mit diesem Anschlag die noch im gleichen Monat geplante Inbetriebnahme des Kraftwerks verhindert werden.

— In Frankreich wurden in den vergangenen Jahren zahlreiche Anschläge auf Kernkraftwerke und andere Energieversorgungsanlagen versucht. Insbesondere im November und Dezember 1977 waren Anlagen der EdF – Hochspannungsmasten, Verwaltungsgebäude usw. – das Ziel von Anschlägen radikaler Kernkraftgegner. Am 6. April 1979 wurde ein Sprengstoffanschlag auf eine Fabrik zur Herstellung von Brennelementen für Kernreaktoren in der Stadt La Seyne-sur-Mer ausgeführt, zu dem sich eine bis dahin nicht in Erscheinung getretene Gruppe von französischen Ökologen bekannte.

Sabotageakte gegen Nuklearanlagen

— Am 17. Februar 1985 wurden von einer bis dahin unbekannten Gruppe »Nuklearinvestitionen = Selbstmordinvestitionen« im Rhonetal Stahlketten über eine Hauptleitung der Électricité de France (EdF) geschossen, um einen Kurzschluß auszulösen und dadurch die Kernkraftwerksstandorte Tricastin und Cruas vom Netz zu trennen. Es kam dadurch im europäischen Verbundnetz zu einem vorübergehenden Frequenzrückgang von 50 auf 49,6 Hertz.

- Zur Unterstützung separatistischer Bestrebungen wurden gegen die Baustelle für das baskische Kernkraftwerk Lemoniz bis 1979 allein drei Sprengstoffanschläge ausgeführt, zu denen sich die Untergrundorganisation ETA bekannte, am 18. Dezember 1977, am 17. März 1978 und am 13. Juni 1979. Entführungen und Morde an leitenden Ingenieuren der Baustelle durch die ETA führten wiederholt zu Baustopps. (Im Rahmen eines Gesetzes zur Restrukturierung der Elektrizitätsversorgung von Juni 1994 hat die spanische Regierung die endgültige Einstellung der Bauarbeiten an den beiden Kernkraftwerksblöcken in Lemoniz sowie von 3 weiteren Blöcken an anderen Standorten vorgesehen, wobei die verlorenen Investitionen durch einen Zuschlag von mindestens 3,54 % auf die Stromrechnungen in den nächsten 25 Jahren ausgeglichen werden sollen[106].)
- Nach einer Untersuchung vom Mai 1979 wurden seit 1961 auf die 74 Kernkraftanlagen in den USA mindestens zehn Anschläge verübt. Dabei wurden jedoch nur Sachschäden angerichtet.

Diese Liste läßt sich erweitern.

7.6.3 Terrorismus

Die vorstehend geschilderten Sabotageakte wurden nicht ausschließlich von Kernenergiegegnern mit dem Ziel unternommen, Kernkraftwerke oder andere Elektrizitätsversorgungsanlagen zu stören. Auf Kernenergieanlagen wurden vielmehr auch Anschläge zur Verbreitung von Furcht oder mit dem Ziel der Erpressung versucht – eindeutige Akte des Terrorismus.

Terrorismus

Politische Motive waren zweifellos bestimmend sowohl bei den Sprengstoffanschlägen am 4./5. April 1979 auf den zur Lieferung in den Irak auf dem Gelände der Constructions Navales et Industrielles de la Méditerranée (CNIM) in La Seyne-sur-Mer bei Toulon bereitstehenden Forschungsreaktor Osirak als auch für die Ermordung des ägyptischen, im Dienste der irakischen Atomenergiebehörde stehenden Atomphysikers Jachja al Meschad am 14. oder 15. Juni 1980 in einem Pariser Hotel.

Ebenso sind politische Motive zu unterstellen bei dem Mord an K.-H. Beckurts, einem Vorstandsmitglied der Siemens AG, am 9. Juli 1986 bei München. In einem Bekennerbrief der terroristischen Rote Armee Fraktion wird zwar auch das Eintreten Beckurts für die Kernenergienutzung erwähnt, hauptsächlich hat der Mord aber wohl einem Vertreter des »Großkapitals« gegolten, der als Repräsentant des »herrschenden Systems« gesehen wurde.

Ein terroristischer Anschlag auf ein Kernkraftwerk mit dem Ziel, eine nukleare Katastrophe herbeizuführen und dadurch Angst und Schrecken zu verbreiten, ist erfolgreich bisher nur in der Literatur in einem Science-fiction-Roman eines Hamburger Autors[107] verübt worden. Ob in Deutschland ein derartiger Anschlag – mit welchem terroristischen Ziel auch immer – bereits einmal angedroht wurde, ist dem Verfasser nicht bekannt.

[106] J. Ashton: *Spain Pays the Price for Halting N-Power Projects*, NucNet News Nr. 297, 14. Juni 1994.
[107] H. H. Ziemann: *Die Explosion*, München, 1976.

Ehe auf die ergriffenen und möglichen Maßnahmen zur Verhinderung oder Abwehr terroristischer Aktionen gegen nukleare Anlagen eingegangen wird, sei ein grundsätzlicher Hinweis gestattet: Mit nichtnuklearen Mitteln kann der befürchtete Terror mit weit geringerem Aufwand erreicht werden. Erinnert sei an die in verschiedenen Ländern wiederholt angedrohte Verseuchung des Trinkwassers oder Verwendung von Giftgasen, äußerstenfalls auch an die Versprühung von Nervengas. Mit solchen Drohungen müssen wir leben und fertig werden, wie uns die Entführungen von H. M. Schleyer und A. Moro, die Flugzeugentführung nach Mogadischu und die Bombenanschläge in Bologna und München sowie schließlich auch der am 20. März 1995 unternommene, der AUM-Sekte zugeschriebene Giftgasanschlag (mit Sarin) auf das Untergrundbahnsystem von Tokio drastisch vor Augen geführt haben.

7.6.4 Abwehrmaßnahmen

Schutz gegen Sabotage und Diebstahl

(1) In erster Linie sind die auf internationalen Vereinbarungen beruhenden Vorkehrungen zur Verhinderung einer Ausbreitung von Kernwaffen (vgl. Kap. 8) zu erwähnen. Insbesondere die danach geforderten Nachweise und Kontrollen des Verbleibs der zur Verfügung stehenden Kernbrennstoffe sind so angelegt, daß sie nicht nur eine internationale Proliferation, sondern auch jede andere unrechtmäßige Verwendung verhindern oder jedenfalls erschweren.

(2) Die Bauweise von Kernenergieanlagen, insbesondere die baulichen Vorkehrungen zur Beherrschung extremer äußerer Einwirkungen – Flugzeugabsturz, nahe Explosionen usw. –, wie schließlich auch die Sicherheitstechnik zur Vermeidung von Unfallgefahren sind ihrer Natur nach gleichzeitig geeignet, Störaktionen Dritter zu verhindern oder unwirksam zu machen.

Die zahlreichen Maßnahmen, die zum Schutz gegen Sabotage und Diebstahl ergriffen wurden, sind aus verständlichen Gründen nicht publik gemacht worden und werden darum hier auch nicht behandelt. Hier seien deshalb nur einige ohnehin allgemein bekannte Feststellungen wiederholt. Unter dem Stichwort »Schutz gegen Sabotage« heißt es hierzu in einer Schrift[108] der KFA Jülich: »Der Zugang zu wichtigen Anlageteilen wird durch den Aufbau verschiedener Schutzbereiche, die nacheinander angeordnet sind, erheblich erschwert bzw. unmöglich gemacht. Hindernisse zwischen den Schutzbereichen sorgen dafür, daß die Zeit, die jemand benötigt, um gewaltsam einzudringen, größer ist als die Zeit, die erforderlich ist, um den Eindringling festzustellen, Alarm auszulösen, Schutz- und Hilfskräfte herbeizuholen und diese über die Situation am Ort zu informieren. Primär handelt es sich bei diesen Hindernissen um mechanische Barrieren – das gilt auch für Türen und Tore –, die mit automatischer Detektierung versehen sind. Administrative Maßnahmen wie Zugangskontrollen und Überwachungen haben eine zusätzliche Wirkung.

mechanische Barrieren

[108] P. Borsch und E. Münch: *Kernfragen*, KFA Jülich, 1978.

Ein Eindringling müßte über eine äußerst umfangreiche Kenntnis der gesamten Anlage verfügen, um selbst bei Überwindung aller Hindernisse in der Lage zu sein, einen über den »GaU« hinausgehenden Störfall auszulösen. Ihm müßten nicht nur alle Anlagenteile, die örtliche Anordnung sowie ihre Bedeutung, sondern auch Schaltungen und Regelungen bekannt sein. Durch die örtliche Trennung gleichartiger und gleichberechtigter Anlageteile ist stets eine größere Anzahl gleich qualifizierter Personen erforderlich, die bei ihrer Tätigkeit unter einem erheblichen Zeitdruck stehen.

Zugänge können nicht erpresserisch erzwungen werden, denn derjenige, der in der Lage wäre, einen Zugang zu öffnen, befindet sich – durch eine Fernsehanlage verbunden – weit entfernt von der Stelle, an der ein Eindringling sich Zugang verschaffen will. Darüber hinaus sind im Alarmfall, der schon beim Versuch, das erste Hindernis zu überwinden, ausgelöst wird, ohnehin keine Zugangstüren mehr von außen zu öffnen.«

Auswertung von Terrorakten

(3) Im Ergebnis gelangen alle dem Autor bekannten seriösen Analysen zu der Erkenntnis, daß Terror und Sabotageakte wohl zu einer Unterbrechung der Stromerzeugung führen könnten, nicht jedoch zu Störungen, die eine wesentliche Erhöhung der Radioaktivität in der Umgebung der Anlage mit sich bringen. Diese Erkenntnis wurde auch von der überwiegenden Anzahl der Sachverständigen bestätigt, die im September 1977 vom Innenausschuß des Deutschen Bundestages angehört wurden. Auch die bisher bei Anschlägen dieser Art gewonnenen Erfahrungen sprechen für diese Einschätzung. So blieben bei den beiden Sprengstoffanschlägen am 14. und 15. August 1975 auf das bereits 1967 in Betrieb genommene 80 MWe-Versuchskernkraftwerk EL 4 bei Brennilis in der Bretagne/Frankreich die Schäden – nicht zuletzt wegen der inhärenten Sicherheitsvorkehrungen – gering. Der Betrieb des Kernkraftwerks wurde nicht unmittelbar beeinträchtigt.

Auch C. F. von Weizsäcker hat sich in seiner weithin bekanntgewordenen Rede auf dem von der baden-württembergischen SPD veranstalteten Fachkongreß über Energiefragen am 21. Juni 1975 in Reutlingen mit diesem Problem befaßt. Er führte dazu aus: »Die Sorge vor Sabotage wird von den Experten nicht geleugnet, aber durch die Bemerkung relativiert, daß sich, bei geeigneten Sicherheitsmaßnahmen, lohnendere Ziele für Terroristen finden lassen als Kernenergieanlagen«. Dies gelte insbesondere für die heutigen Reaktoren.

Sicherung von Transporten

(4) Die oben beschriebenen Vorkehrungen und Maßnahmen schützen auch vor der Entwendung von Material, das zur Herstellung von Kernsprengkörpern geeignet sein könnte. Transporte von solchem Material werden polizeilich gesichert. Die keineswegs zu bestreitende Notwendigkeit von Kontrollen wird aber weithin überschätzt, weil es sich stets um eine begrenzte Anzahl von Installationen und Transporten handeln wird, die einer solchen Kontrolle bedürfen. Von den, wie R. Jungk sagt, »zahlreichen Atomtransporten, die Tag für Tag über alle Straßen und Schienenwege rollen oder per Flugzeug befördert werden« (s. Fußnote 97, dort S. 168 f.), sind nur

die wenigen Transporte von hoch angereichertem Uran oder Plutonium für Terroristen von Interesse. Die Transporte abgebrannter Brennelemente und von höher radioaktiven Abfällen sind zwar häufiger, für Terroristen aber uninteressant, da größere Mengen radioaktiver Stoffe kaum freigesetzt werden können. Alle übrigen Transporte – und das ist die ganz überwiegende Mehrzahl – sind weder für terroristischen Zugriff geeignete Objekte noch signifikant strahlengefährlich.

(5) Insgesamt geben die bisherigen Vorkommnisse mit kerntechnischen Anlagen und Spaltstoffen, von denen vorstehend einige beispielhaft genannt wurden, sicher Anlaß, über mögliche Verbesserungen des Schutzes nachzudenken. Sie belegen aber nicht die Jungksche These vom drohenden Atom-Staat: Obwohl sich seit Jungks Buch der Umfang der kommerziellen Kernenergienutzung in manchen Ländern verdoppelt hat und in Frankreich auch vermutlich nicht mehr sehr weit vom Sättigungszustand entfernt ist, sind die von Jungk befürchteten Entwicklungen auch nicht andeutungsweise aufgetreten. Wenn es ernst zu nehmende Diskussionen über Gefährdungen des demokratischen Rechtsstaats gegeben hat, dann aufgrund von Ursachen außerhalb der Kerntechnik, z.B. auf dem Felde des Datenschutzes.

(6) Gleichwohl ist die Jungksche These Mitte der 80er Jahre von einem Juristen, A. Roßnagel, wieder aufgegriffen worden, und zwar mit dem Argument, daß – selbst, wenn die bisherige Erfahrung nicht schlimm gewesen sei – die Zukunft doch noch schlimm werden könnte. Roßnagel hat seine Überlegungen vor allem mit zwei Büchern[109]. zu belegen versucht und baut seine These, die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung gefährde den demokratischen Rechtsstaat, im wesentlichen auf folgenden Annahmen auf:

Rechtsstaat

(a) Kerntechnische Anlagen bzw. die in ihnen vorhandenen Stoffe seien grundsätzlich so gefährlich, daß Unfälle oder die Entwendung radioaktiver Stoffe *absolut* vermieden werden müßten.
(b) Mit technischen Mitteln allein sei kein ausreichender Schutz möglich.
(c) Um den höchstmöglichen Schutz zu erreichen, müßten polizeiliche Maßnahmen zugelassen werden, die zwangsläufig den Rechtsstaat aushöhlen würden.

Auf den ersten Blick erscheinen Roßnagels Überlegungen gut recherchiert – er gibt z.B. eine beeindruckende Fülle von Quellenhinweisen. Eine eingehende Prüfung seiner Überlegungen zeigt jedoch, daß seine Argumentation trotz einiger beachtenswerter Gedanken in den entscheidenden Punkten lückenhaft und irreführend ist. In diesem Rahmen kann die Kritik an seinen Überlegungen allerdings nur zusammenfassend wiedergegeben werden:

Zu (a): Zur Begründung seiner ersten Annahme, der absoluten Schutzbedürftigkeit, überlegt Roßnagel, was zu sichern und was zu verteidigen sei. Er zählt von Kernwaffen bis zu Transportbehältern für abgebrannte Brennelemente

unsinnige Annahmen über Terrorakte

[109] A. Roßnagel: *Bedroht die Kernenergie unsere Freiheit?* München, 1983 und *Radioaktiver Zerfall der Grundrechte*, München, 1984.

vieles auf, ohne allerdings an seinen Beispielen die grundlegenden qualitativen Unterschiede im Gefährdungspotential deutlich zu machen. Sicher sind größte Anstrengungen richtig und geboten, die Verbreitung und vor allem die Anwendung von Kernwaffen zu verhindern. Völlig anders sind aber Unfälle mit Transportbehältern oder Anschläge auf sie einzuschätzen. Die durch derartige Vorgänge schlimmstenfalls angerichteten Schäden gehen sicher nicht über das hinaus, was bei einzelnen Unfällen im sonstigen Verkehr »üblich« ist.

Da Roßnagel derartige Unterschiede nicht erkennt oder nicht berücksichtigt, gelingt es ihm bei seinen weiteren Überlegungen auch nicht, abzugrenzen, wo mit technischen Mitteln allein bereits ausreichender Schutz erzielbar ist und wo zusätzliche Überwachungsmaßnahmen sinnvoll sein könnten.

Zu (b): Zur Begründung seiner zweiten Annahme, ausreichender Schutz mit technischen Mitteln sei nicht möglich, überlegt Roßnagel, gegen welche Personen und welche Motive Schutz erreicht werden müßte. Im Kern beruht seine Argumentation darauf, es seien immer wieder Dinge geschehen, die nicht hätten geschehen sollen. Hierzu hat Roßnagel eine große Zahl von Beispielen zusammengetragen – von Anschlägen auf Kernkraftwerke über den Einbrecher, der bis ins Schlafgemach der britischen Königin kam und sich dort mit ihr unterhielt, bis hin zu einem südkoreanischen Polizisten, der angeblich aus Eifersucht Amok lief und Menschen niederschoß. Für die Zukunft spekuliert er, was es noch alles geben könnte – bis hin zu tragbaren Laserwaffen. Eigentlich fehlt nur noch der Hinweis auf Agentenausrüstungen à la James Bond.

Abgesehen davon, daß Roßnagel einige Beispiele unter verschiedenen Kapitelüberschriften wiederholt präsentiert, was die Zahl der Beispiele beeindruckender erscheinen läßt, als sie ist, ist folgendes anzumerken: Roßnagel versäumt auch hier, qualitative Unterschiede deutlich zu machen und zu erklären, was denn viele seiner Beispiele mit der Nutzung von Kernkraftwerken zu tun haben könnten. Wenn er unter anderem darauf hinweist, daß ein britischer Minister namens Profumo einmal eine Beziehung zu einem Callgirl namens Keeler hatte, daß H. M. Schleyer und J. Ponto trotz Überwachung von Terroristen ermordet wurden oder daß die Moon-Sekte durch Kauf von Unternehmen stellenweise auch wirtschaftliche Macht gewonnen habe – was tragen derartige Beispiele zur Klärung bei, ob Kernkraftwerke tatsächlich im Vergleich zu anderen Bereichen der Zivilisation ein herausragendes Problem darstellen, wie Roßnagel behauptet? Auch die Mehrheit der Beispiele, die Roßnagel aus dem Bereich der Kerntechnik wählt, stützen seine Annahme kaum!

Roßnagel erinnert daran, daß der Frachter »Scheersberg« mit einer Ladung von 200 t Natururan verschwand (s. Kap. 7.6.1, Seite 818). Diese Menge Natururan mit einem Marktpreis zwischen 50 und 100 DM/kg hat sicher einen erheblichen Rohstoffwert – aber was hat das mit Sicherheit zu tun? Das Gefährdungspotential von Natururan ist ausgesprochen gering. Es wäre deshalb für Terroristen oder auch größere Gruppierungen mit terroristischen Zielen völlig uninteressant, da sie für eine Umwandlung des Natururans in eine mißbrauchsfähige Form technische Anlagen im Wert von 100 Mio. DM oder mehr mit jahrelangen Bau- und Betriebszeiten bräuchten. Staaten,

auch kleinere, könnten diesen Aufwand treiben. Aber für Staaten ist Natururan ohnehin immer verfügbar, da Uranmineralien nicht besonders selten sind. Konsequenterweise fallen Kontrollen und Sicherung von Natururan entsprechend gering aus – was Roßnagel verschweigt.

Um die Lückenhaftigkeit von Zugangskontrollen darzutun, weist Roßnagel darauf hin, einem hessischen Landtagsabgeordneten sei es 1975 gelungen, eine Panzerfaust durch die Personenkontrollen des KKW Biblis zu schleusen und sie dem Kraftwerksdirektor auf den Tisch zu legen. Richtig ist, daß der Abgeordnete bei einem *verabredeten* Besuch in einer Tasche die *Holzattrappe* einer Panzerfaust in das *Verwaltungsgebäude* beim KKW Biblis mitnahm. Es ist offensichtlich, daß aus einem derartigen Gag für die Medien nicht auf die Wirksamkeit von Kontrollen geschlossen werden kann.

Daß auch die besten Sicherungssysteme überwunden werden könnten, meint Roßnagel mit dem Beispiel von zwei Werkstudenten belegen zu können, die aus einer Firma, die Brennelemente herstellt, drei Tabletten mit schwach angereichertem Urandioxid entwendet hatten. Aber was kann man mit drei derartigen Tabletten anfangen? Nichts – selbst mit Hunderten oder Tausenden von diesen Tabletten nichts! (Für einen Reaktor werden etliche Millionen gebraucht!) Aus diesem Grund sind die Kontrollen auch gar nicht für einzelne dieser Tabletten ausgelegt.

In ähnlicher Weise wären viele von Roßnagels Beispielen zu kommentieren. Was an Beispielen übrig bleibt, reicht wohl aus, um den technischen Aufwand für Sicherungsmaßnahmen zu rechtfertigen, aber nicht, um weitergehende polizeiliche, den Rechtsstaat gefährdende Maßnahmen zu begründen.

Zu (c): Zur Begründung seiner dritten Annahme, daß polizeiliche Maßnahmen zum Schutz von kerntechnischen Anlagen in einem solchen Umfang zu befürchten wären, daß der Rechtsstaat ausgehöhlt würde, bemüht Roßnagel auch wieder die Historie. Von der »Demagogenverfolgung« nach der Ermordung Kotzebues 1819 bis zum italienischen Anti-Mafia-Gesetz von 1982 spannt er den Bogen als Beleg dafür, daß Regierungen bei gewalttätigen Widerständen gegen die Staatsgewalt dazu neigen, überhastet mit Einschränkungen von Grundrechten zu reagieren.

Da in dieser Hinsicht die Geschichte der zivilen Kernenergienutzung nicht viel hergibt, versucht Roßnagel diese historischen Erfahrungen mit viel Phantasie (»Rechtsfuturologie«) auf die Kernenergienutzung zu übertragen: Er versetzt sich in die Rolle eines Präsidenten eines gedachten Bundesamtes zum Schutz von Kernanlagen, der mit einer Reihe von anschaulich ausgemalten Ereignissen konfrontiert wird und sich ein Sicherungssystem überlegen darf, in dem Sicherheit vor Grundrecht geht.

Um seine Phantasie möglichst ungehindert spielen lassen zu können, verlegt Roßnagel die Szenerie ins Jahr 2030 und nimmt einen Umfang der Kernenergienutzung an, den er als plausibel bezeichnet, der aber sicher viel zu hoch ist. Statt zu überlegen, was eine Verdopplung der Kernenergienutzung gegenüber dem heutigen Stand in Deutschland bedeuten könnte – viel mehr dürfte kaum realistisch sein –, unterstellt er eine Vervielfachung. Anscheinend will Roßnagel mit dieser Überziehung erreichen, daß sein Gedankengebäude nicht mit der bisherigen Erfahrung verglichen und auf Plausibilität überprüft wird und dadurch unglaubwürdig wirkt – dies wird zumindest an

einer Stelle von ihm selbst angedeutet: »während Gefahren für bürgerliche Freiheitsrechte und eine offene Gesellschaft durch das heutige Sicherungssystem kerntechnischer Anlagen vergleichsweise gering sind bzw. – abgesehen von einzelnen sichtbaren Vorfällen wie in dem Fall Traube – zu sein scheinen, könnte sich diese Einschätzung in Zukunft verändern müssen. Dann nämlich, wenn wir nach Plänen der Befürworter des Kernenergieausbaus gegenüber heute eine ungefähr 12 fache Kernenergienutzung haben und zu einer Plutoniumwirtschaft mit geschlossenem Brennstoffkreislauf übergegangen sein werden.«

Roßnagel übersieht hier, daß mit seinen Annahmen und seinem Denkansatz (Vervielfachung der Nutzung und freies Spiel der Phantasie) sich viele Techniken als demokratiegefährdend beschreiben ließen. Mit der unkritischen Anwendung seines Denkmodells trägt Roßnagel deshalb wenig dazu bei, klare Beurteilungsmaßstäbe für ein sicher sehr komplexes Thema zu entwickeln. Einschätzungen von Gefahrenpotential, Freisetzbarkeit und Mißbrauchsmöglichkeit des Gefahrenpotentials, Zugänglichkeit, technische Schutzmöglichkeiten, Motive für Mißbrauch und psychologische Aspekte werden von ihm ohne Beachtung von Bedeutung und Zusammenhängen abgehandelt.

Roßnagel meint, die Besonderheit der Kernenergie sei schon daran zu sehen, daß für die Sicherheit der Kernenergie sehr viel getan würde – von der Verabschiedung des Atomgesetzes bis zu einer besonderen, den Bundesminister des Innern beratenden Kommission. Aber dies ist kaum mehr als ein Zirkelschluß mit absurdem Ergebnis: Je mehr für die Sicherheit einer Technik bereits getan worden ist, um so gefährlicher muß sie nach Roßnagels Logik eingestuft werden und desto mehr sind Probleme für den Rechtsstaat zu erwarten.

Weiterhin hebt Roßnagel hervor, daß allein für die Kernenergie eine gesetzliche Haftungshöchstgrenze für Schäden existiere – diese ist allerdings 1985 aufgehoben worden, so daß diese »Besonderheit« gar nicht mehr besteht.

Statt einer Klärung von Beurteilungsmaßstäben erreicht Roßnagel somit eher eine »self fulfilling prophecy«: Die Stigmatisierung der Kernenergie macht es schwierig, rational und offen über Fehlreaktionen wie etwa im Fall Traube zu diskutieren und unsinnige Einschränkungen abzuwehren.

7.6.5 Kernenergieanlagen und kriegerische Auseinandersetzungen

Von Hans Michaelis

Im Rahmen sicherheitspolitischer Konzepte und Strategien ist auch die Frage zu prüfen, ob die militärische Verteidigung Deutschlands durch die Existenz von Kernkraftwerken, Wiederaufarbeitungsanlagen usw. beeinträchtigt werden kann, etwa in der Befürchtung, daß ein potentieller Angreifer derartige Anlagen als vom Verteidiger selbst gebaute und im Boden verankerte Atombomben nur mit den richtigen Mitteln zu zünden braucht. Räumlich umfassender lautet die Frage, ob und inwieweit Kernenergieanlagen militärische Konflikte verschärfen können oder nicht. Hierzu einige Thesen:

militärische Konflikte

(1) Unverändert gilt, daß schon aus physikalischen Gründen im Core eines Kernkraftwerks niemals eine Kettenreaktion wie in einer Atombombe ablaufen kann. Dagegen besteht bei Bombardierung oder Beschuß die Gefahr einer Freisetzung von Radioaktivität. Als Folge einer Beschädigung der Beton- und Stahlummantelung könnte äußerstenfalls der unter hohem Druck stehende Dampf explosionsartig entweichen und die Umgebung radioaktiv verseuchen.

(2) Stahlbetonstrukturen und mehrsträngige, räumlich getrennte Sicherheitseinrichtungen von Kernkraftwerken schützen auch – und zudem recht wirkungsvoll – gegen kriegerische Einwirkungen. Jedenfalls könnte nur ein gezielter Schuß oder Bombenabwurf zu einer Beschädigung führen, die Radioaktivität freisetzt. C. F. von Weizsäcker äußert sich in seiner bereits erwähnten Rede in Reutlingen noch pointierter: »Die Reaktoren werden heute mit so viel Beton überdeckt, daß selbst der Abwurf einer konventionellen Bombe oder der Absturz eines Flugzeugs genau auf die Betondecke diese nicht durchschlagen würde. Eine nukleare Bombe könnte freilich die Decke zerstören, und ich weiß nicht, ob die Behauptung zutrifft, daß eine zweite nukleare Bombe nötig wäre, um den Reaktorkern zum Verdampfen zu bringen[110].«

(3) Als Möglichkeit zu einer kriegerischen Auseinandersetzung, die zu Auswirkungen auf Kernkraftwerke führen könnte, wurde bis Ende der 80er Jahre ein Konflikt zwischen NATO und Warschauer Pakt gesehen. Selbst für diesen Fall rechneten Verteidigungsexperten jedoch nicht damit, daß Kernkraftwerke oder auch Kernenergieanlagen als Mittel zur Verschärfung des Krieges genutzt werden, dies schon aufgrund der simplen Überlegung, daß beide Gegner über Kernkraftwerke in größerer Zahl verfügen, zumal auch in den Räumen, die von diesen Auseinandersetzungen in erster Linie betroffen sein würden[111]. Bei dieser Lage war es wahr-

[110] K. Tsipis und S. Fetter vom MIT in Boston wiesen in einer im Sommer 1981 bekannt gewordenen Studie darauf hin, daß ein gezielter Kernwaffenangriff auf ein Kernkraftwerk eine mehrere 100 km lange und etwa 100 km breite zigarrenförmige Zone nachhaltig verseucht. Unter normalen Windverhältnissen würde ein solcher Angriff auf ein Kernkraftwerk in Deutschland aber auch Gebiete der angrenzenden Länder Mittel- und Osteuropas und die GUS verseuchen. In der Diskussion, die diese Mitteilung auslöste, wurde vor allem ins Feld geführt:

- Bei einem Atomkrieg ist es gleichgültig, ob die Wirkung von dem getroffenen Kernkraftwerk oder von der Bombe selbst ausgeht.
- Auch eine Bombardierung anderer industrieller Anlagen, z.B. von Werken der Chemie, kann zu vergleichbaren Wirkungen führen.
- Jenseits der deutsch-polnischen oder auch der polnisch-russischen Grenze sind Kernkraftwerke ähnlich massiert wie diesseits.

[111] Auf eine parlamentarische Anfrage antwortete die damalige Bundesregierung im November 1977 auch mit dem Argument, es sei wenig wahrscheinlich, daß ein potentieller Gegner, der die Absicht habe, Deutschland zu besetzen, um deren Wirtschaftspotential möglichst unbeschädigt zu nutzen, versuchen werde, Kernkraftwerke »bevorzugt

scheinlich, daß in einem Krieg die Bombardierung von Kernenergieanlagen ausdrücklich oder stillschweigend geächtet und/oder unterlassen wird, so wie dies für den Einsatz von Giftgas im Zweiten Weltkrieg und von Kernwaffen in allen seitherigen kriegerischen Auseinandersetzungen der Fall war. Diese Erwartung wird auch durch die Überlegung gestützt, ein Angriff auf die Kernkraftwerke könnte von dem Betroffenen als ein »Atomschlag« gewertet werden, mit der Konsequenz einer Eskalation des kriegerischen Konflikts zu einem Nuklearkrieg. Auch das Kriegsvölkerrecht sieht in seinem gegenwärtigen Verhandlungsstand vor, daß Kernkraftwerke (ebenso wie Deiche und Staudämme) nicht angegriffen werden dürfen – selbst dann nicht, wenn sie militärische Ziele enthalten.

7.6.6 Ausblick

Von Hans Michaelis

Der berühmte amerikanische Atomphysiker A. M. Weinberg, langjähriger Direktor des Institute for Energy Analysis in Oak Ridge/Tennessee, hat die Kernenergie einmal als »faustischen Pakt« bezeichnet[112]. Kernenergiegegner haben diese Aussage aus prominentem Munde zum Anlaß genommen, vor der Kernenergie zu warnen, sie verändere unsere Gesellschaft wegen der Qualität, der räumlichen Dimension und der Dauerhaftigkeit der von ihr ausgehenden Gefahren und der zu ihrer Abwendung erforderlichen umfassenden Kontrollen. Zur Abwehr dieser Bedrohungen sei der *faustische Pakt* mit einem allgegenwärtigen Überwachungsstaat unabweislich.

Gegen diese Interpretation seiner Aussage hat sich Weinberg inzwischen nachdrücklich gewandt. Seinen bereits an anderer Stelle zitierten Festvortrag am 12. Juni 1975 in Karlsruhe schließt er mit folgenden Worten: Meine Aussage vom faustischen Pakt »ist verschiedentlich so interpretiert worden, als hätte ich gesagt, die Kernenergie sei teuflisch, wir sollten nichts damit zu tun haben. Wer zu diesem Schluß kommt, vergißt jedoch, daß Goethes Faust zwar einen Pakt mit dem Teufel geschlossen hat, am Ende aber erlöst wird, erlöst durch Wissen und durch den Glauben. Wenn wir uns zu dem großen nuklearen Vorhaben anschicken, glauben wir doch sicherlich, daß unser menschlicher Verstand diese neue Energiequelle meistern wird. Aber wir haben viel mehr als nur den Glauben. Jetzt, da wir in das Zeitalter der Reife der Kernenergie eintreten, verfügen wir über begründete wissenschaftliche Beweise dafür, daß sich unsere Technik auch weiterhin verbessern wird. Wir werden wissend in den wirklich technischen Problemen von Reaktoren und haben bisher alle Schwierigkeiten geduldig und in schwerer Arbeit gelöst. Die Kernenergie zugunsten einer vagen Zauberformel wie der Fusion, der Sonnenenergie oder der geothermischen Energie abzulehnen scheint mir eher zu einer katastrophalen Abwärtsentwicklung zu führen. Wir müssen die Tech-

---

anzugreifen, um durch Freisetzung radioaktiver Substanzen eine Geländeverstrahlung zu erzielen«.

[112] A. M. Weinberg: *Social Institutions and Nuclear Energy*, Science 17, S. 27–34, 7. Juli 1972.

nik der Kernspaltung verantwortungsbewußt weiter verfolgen. Wir müssen aus unseren Fehlern lernen und uns in dem Maße, in dem wir lernen, durch Wissen erlösen, so wie Faust sein Unterpfand durch Wissen und Glauben zurückgewonnen hat.«

7.7 Ergänzende Literatur zu Kapitel 7

Albrecht, G. und Stegelmann, H. U.: *Energie im Brennpunkt. Zwischenbilanz der Energiedebatte*, München 1984.

Altner, G. und Schmitz-Feuerhake, J. (Hrsg.): *Die Gefahren der Plutoniumwirtschaft – Der »Schnelle Brüter«*. Ein Alternativ-Bericht des Öko-Instituts Freiburg/Breisgau. Frankfurt am Main 1979.

Aust, St.: *Brokdorf. Symbol einer politischen Wende*, Hamburg 1981.

BMU: *Konferenz der Vereinten Nationen für Umwelt und Entwicklung im Juni 1992 in Rio de Janeiro – Dokumente*, Bonn 1992.

Borsch, P. und Münch, E.: *Nutzen und Risiko der Kernenergie*, KFA-Bericht Jül-Conf-17, 5. Auflage, Jülich 1983.

Bossle, L., Freudenfeld, B., Hromadka, W. und Nachtigall, H.: *Wider die Angst*, Köln 1980.

Club of Rome: *Das Ende der Verschwendung. Dritter Bericht an den Club of Rome*, Stuttgart 1976.

Deutscher Bundestag, Presse- und Informationszentrum (Hrsg.): *Das Risiko Kernenergie. Aus der öffentlichen Anhörung des Innenausschusses des Deutschen Bundestages am 2. und 3. Dezember 1974*, Bonn 1975.

EG-Kommission: *Eine Gemeinschaftsstrategie für weniger Kohlendioxid-Emissionen und mehr Energie-Effizienz*, 14.10.1991, Brüssel 1991.

EG-Kommission, Generaldirektion Wirtschaft und Finanzen: *Die Klimaherausforderung, ökonomische Aspekte einer Gemeinschaftsstrategie zur Begrenzung der* CO_2*-Emissionen*, Europäische Wirtschaft Nr. 51, Mai 1992.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln: *Energiewirtschaft und Umwelt. Tagungsberichte*, München 1972.

Enquete-Kommission »Zukünftige Kernenergie-Politik«: *Abschlußberichte für den 8. und den 9. Deutschen Bundestag*, Bonn 1980 und 1984.

Enquete-Kommission »Vorsorge zu Schutz der Erdatmosphäre«: *Dritter Bericht für den 11. Deutschen Bundestag*, Bundestagsdrucksache 11/8030, Bonn Okt. 1990.

Enquete-Kommission »Schutz der Erdatmosphäre« d. 12. Deutschen Bundestages: *Abschlußbericht*, Bundestagsdrucksache 12/8600 vom 31.10.1994, Bonn 1994.

Eppler, E.: *Ende der Wende. Von der Machbarkeit des Notwendigen*, Stuttgart 1975.

Fahl, W. und Michaelis, H.: *Was kostet der Atomausstieg? Kritik am Greenpeace-Ausstiegsvorschlag*, atw Heft 2/1995, S. 12 ff.

Gaul, E.: *Atomenergie oder ein Weg aus der Krise*, Reinbek 1974.

Global 2000: *Der Bericht an den Präsidenten*, Frankfurt am Main 1980.

Graeub, R.: *Die sanften Mörder. Atomkraftwerke – demaskiert*, Rüschlikon 1972.

Häfele, W. u. a.: *Energy in a Finite World. Paths to a Sustainable Future*, Cambridge/Mass. USA 1981.

Hammond, A. L. u.a.: *Energie für die Zukunft*, Frankfurt am Main 1974.

Harich, W.: *Kommunismus ohne Wachstum? Babeuf und der Club of Rome*, Reinbek 1975.

Höcker, K. H.: *Energie im Spannungsfeld zwischen Notwendigkeit und Akzeptanz*, Vorträge des IKE-Kolloquiums im Winter 1982/83, Köln 1984.

Höll, K.: *Die Wahrheit über die Atomkraftwerke*, München 1977.

IEA, International Energy Agency: *World Energy Outlook*, Paris 1994.

Jungermann, H. u.a. (Hrsg.): *Die Analyse der Sozialverträglichkeit für Technologiepolitik*, München 1986.

Jungk, R.: *Der Atom-Staat*, München 1977.

Keeney, R. u.a.: *Die Wertbaumanalyse – Entscheidungshilfe für die Politik*, München 1984.

Kernenergie – offen bilanziert , Frankfurt am Main 1976.

Kitschelt, H.: *Der ökologische Diskurs. Eine Analyse von Gesellschaftskonzeptionen in der Energiedebatte*, Frankfurt am Main 1984.

Kitschelt, H.: *Kernenergiepolitik. Arena eines gesellschaftlichen Konflikts*, Frankfurt am Main 1980.

Knizia, K.: *Energie – Ordnung – Menschlichkeit*, Düsseldorf und Wien 1981.

Knizia, K.: *Verzagen und Versagen? – Nein danke!* Essen 1980.

Körber, H.: *Argumente statt Emotionen*, Essen 1984.

Kommission f. Umweltschutz beim Präsidium d. Kammer der Technik (Hrsg.): *Technik und Umweltschutz. Luft – Wasser – Boden – Lärm*, Leipzig 1974.

Korff, W.: *Kernenergie und Moraltheologie. Der Beitrag der theologischen Ethik zur Frage allgemeiner Kriterien ethischer Entscheidungsprozesse*, Frankfurt am Main 1979.

Landesanstalt für Immissionsschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.): *Waldschäden in der Bundesrepublik Deutschland*, LIS-Berichte Nr. 28, 1982.

Lutz, C.: *Suche nach Handlungsspielraum in einer interdependenten Welt – Was sagen uns die Weltmodelle und -szenarien der letzten 15 Jahre?* Rüschlikon 1983.

Manstein, B. (Hrsg.): *Atomares Dilemma*, Frankfurt am Main 1977.

Marth, W.: *Zur Geschichte des Projekts Schneller Brüter*, Bericht KfK 3111, Karlsruhe Juli 1981.

Mast, C.: *Aufbruch ins Paradies? Die Alternativbewegung und ihre Fragen an die Gesellschaft*, Zürich 1980.

Mesarovic, M. und Pestel, E.: *Menschheit am Wendepunkt. Zweiter Bericht an den Club of Rome zur Weltlage*, Stuttgart 1974.

Meyer-Abich, K. M.: *Wie möchten wir in Zukunft leben?* München 1981.

Meyer-Larsen, W. (Hrsg.): *Das Ende der Ölzeit*, München 1979.

Michaelis, H.: CO_2-*Minderung nach Rio*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 8/1992, S. 390/1.

Michaelis, H.: *Bilanz der Arbeit der Enquete-Kommission »Schutz der Erdatmosphäre«*, Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1–2/1995, S. 45 ff.

Münch, E. (Hrsg.): *Tatsachen über Kernenergie*, 3. überarbeitete Auflage, Essen 1983.

Münch, E., Renn, O. und Roser, T.: *Technik auf dem Prüfstand*, Essen 1982.

Penczynski, P.: *Welche Energiestrategie können wir wählen?* Berlin und München 1978.

Rat von Sachverständigen für Umweltfragen: *Energie und Umwelt. Sondergutachten des Rates von Sachverständigen für Umweltfragen*, Stuttgart und Mainz 1981.

Rat von Sachverständigen für Umweltfragen: *Waldschäden und Luftverunreinigungen. Sondergutachten des Rates von Sachverständigen für Umweltfragen*, Stuttgart und Mainz 1983.

Renn, O.: *Die sanfte Revolution – Zukunft ohne Zwang?* Essen 1980.

Renn, O.: *Risikowahrnehmung der Kernenergie*, Frankfurt am Main und New York 1984.

Renn, O. u.a.: *Sozialverträgliche Energiepolitik. Ein Gutachten für die Bundesregierung*, München 1985.

Renn, O. u.a.: *Competence and Fairness in Citizen Participation*, Dordrecht und Boston 1995.

Riedl, K.: *Wissenschaft und Kernenergie*, Opladen 1984.

Roßnagel, A.: *Bedroht die Kernenergie unsere Freiheit?* 2. Auflage, München 1984.

Rucht, D.: *Von Wyhl nach Gorleben. Bürger gegen Atomprogramm und nukleare Entsorgung*, München 1980.

Schürmann, H. J.: *Ökonomische Ansätze zu einer Rationalen Umweltpolitik und wirtschaftliche Konsequenzen*, 2. Auflage, München 1978.

Schumacher, E. F.: *Die Rückkehr zum menschlichen Maß. Alternativen für Wirtschaft und Technik*, Reinbek 1977.

Strohm, H.: *Friedlich in die Katastrophe*, Hamburg 1973.

Strohm, H. (Hrsg.): *Schnelle Brüter mit Wiederaufbereitungsanlagen*, Hamburg 1977.

Tamplin, A. R. und Gofmann, J. W.: *Kernspaltung – Ende der Zukunft*, Hameln 1974.

Touraine, A. u.a.: *Die antinukleare Prophetie. Zukunftsentwürfe einer sozialen Bewegung*, Frankfurt am Main 1982.

Traube, K.: *Müssen wir umschalten? Von den politischen Grenzen der Technik*, Reinbek 1978.

Umweltbundesamt (Hrsg.): *Luftverschmutzung durch Schwefeldioxid – Ursachen, Wirkungen, Minderung*, Berlin 1980.

Voß, A. und Schmitz, K. (Hrsg.): *Energiemodelle für die BRD*, Köln 1980.

Waas, U.: *Kernenergie – Ein Votum für die Vernunft*, 3. Auflage, Köln 1981.

Wagner, F.: *Die Wissenschaft und die gefährdete Welt – Eine Wissenschaftssoziologie der Atomphysik*, 2. Auflage, München 1969.

Wagner, G.: *Wissen ist unser Schicksal. Wir Menschen und die Atomenergie*, Ostermundingen und Bern 1979.

WEC, World Energy Council: *Energy for Tomorrows World*, New York 1993.

Weizsäcker, C. F. von: *Analysen zur Gegenwart*, München 1980.

Weizsäcker, C. F. von: *Diagnosen zur Aktualität*, München 1979.

Weizsäcker, C. F. von: *Deutlichkeit*, München 1978.

Weizsäcker, C. F. von: *Wege in der Gefahr*, München 1977.

Winkler, W. und Hintermann, K.: *Kernenergie. Grundlagen – Technologie – Risiken*, München und Zürich 1983.

de Witt, S. und Hatzfeld, H. (Hrsg.): *Zeit zum Umdenken! Kritik an von Weizsäckers Atom-Thesen*, Reinbek 1979.

Wünschmann, A.: *Unbewußt dagegen*, 2. Auflage, Stuttgart 1982.

Wüstenhagen, H.-H.: *Bürger gegen Kernkraftwerke. Wyhl – der Anfang?*, Reinbek 1975.

Kapitel 8

Internationale Nichtverbreitungspolitik

Bearbeitet von Erwin Häckel und Karl Kaiser

»Der Krieg ist der Vater aller Dinge« – dieses in mehr als zwei Jahrtausenden immer wieder diskutierte Wort von Heraklit erklärt wesentlich den weitverbreiteten Widerstand gegen die friedliche Verwendung der Kernenergie, die – allen bewußt – zuerst für militärische Zwecke entwickelt und eingesetzt wurde. Diese Besorgnis wurde schon sehr früh geäußert. L. Szilard schrieb bereits im Februar 1939, also nur zwei Monate nach der grundlegenden Entdeckung von O. Hahn und F. Straßmann, von New York an seinen französischen Kollegen F. Joliot: »Wenn mehr als ein Neutron freigesetzt wird, ist eine Kettenreaktion durchaus möglich. Unter bestimmten Bedingungen könnte dies die Herstellung von Bomben erlauben, welche in jedem Falle äußerst gefährlich wären, vor allem in der Hand bestimmter Regierungen«[1].Diese beiden Sätze definieren die Sorge um eine Verbreitung von Kernwaffen, das Problem der Proliferation, in vollkommener Weise.

Szilard

Herstellung von Bomben

Verbreitung von Kernwaffen

Es sollte aber nicht übersehen werden, daß die Befürchtung einer erneuten Verwendung dieser Energie für kriegerische Zwecke keineswegs zu einer weltweit übereinstimmenden entschlossenen Abwehrhaltung geführt hat. Das, was heute als Politik gegen eine Verbreitung von Kernwaffen – Nonproliferationspolitik – oder auch als internationale Nuklearpolitik im engeren Sinne bezeichnet wird, ist bemerkenswert differenziert und vielfach widersprüchlich. Vor allem umstritten sind die Mittel und Wege, die verhindern sollen, daß die friedliche Kernenergienutzung für militärische Zwecke mißbraucht wird. Ein historischer Rückblick auf die vier Jahrzehnte, die seit der ersten Zündung von Atombomben verflossen sind, zeigt dies deutlich.

Nonproliferationspolitik

[1] B. Goldschmidt: *Le Complexe atomique. Histoire politique de l'énergie nucléaire*, Paris 1980, S. 19.

8.1 Atoms for Peace!

8.1.1 Der Lilienthal-Baruch-Plan

Quebec-Abkommen

Die Zusammenarbeit zwischen den Vereinigten Staaten und Großbritannien/Kanada bei der Entwicklung der Atombombe war geregelt durch das *amerikanisch-britische Quebec-Abkommen* von 1943. Schon diese erste Zusammenarbeit war schwierig. Die USA verweigerten 1944 ihren Partnern das Know-how der Plutoniumgewinnung, was Kanada zusammen mit Großbritannien dazu zwang, eigene Wege zu gehen, mit dem Ergebnis der Entwicklung eines Wiederaufarbeitungsverfahrens auf flüssiger Basis, des Purex-Verfahrens, das heute allgemein angewandt wird – ein bemerkenswertes und zum Nachdenken Anlaß gebendes Ergebnis dieser ersten Nonproliferationsmaßnahme. Immerhin waren sich aber die USA und Großbritannien/Kanada von Anfang an darin einig, auf keinen Fall andere Länder, vor allem nicht die Sowjetunion, an der Zusammenarbeit teilnehmen zu lassen. Nach Beendigung der Feindseligkeiten mit Japan im August 1945 wurde diese durch die Erfordernisse des Kriegs bedingte angelsächsische Zusammenarbeit weitgehend aufgegeben.

Purex-Verfahren

Noch ganz unter dem Eindruck der Atombombenabwürfe auf Hiroshima und Nagasaki, die in dramatischer Dimension die bis dahin unvorstellbare Wirkung von Kernsprengkörpern allen vor Augen führte, beschloß der amerikanische Kongreß den *Atomic Energy Act of 1946* (Public Law 79-585, auch bekannt als McMahon Act), mit welchem die USA ihr Monopol bei der Herstellung und Verwendung nuklearer Waffen bewahren wollten. Die nukleare Zusammenarbeit mit anderen Ländern wurde durch dieses Gesetz daher drastisch eingeschränkt. Ganz in diesem Sinne drängten die USA 1946 in den Vereinten Nationen auf eine Internationalisierung der Kernenergie unter strikter amerikanischer Vorherrschaft, bekannt als Lilienthal-Baruch-Plan. Ziel dieses Vorstoßes war es vornehmlich, der Sowjetunion den Zugang zu Kernwaffen zu versperren. Dieser Plan scheiterte nach zweijährigen Verhandlungen am Widerstand der Sowjetunion[2]. Damit wurde auch die Hoffnung begraben, daß die Menschheit ohne die Bombe würde leben können.

McMahon Act

8.1.2 Die Eisenhower-Botschaft

erste sowjetische Atombombe

Mit der Zündung der ersten sowjetischen Atombombe im Jahr 1949 – weit früher als erwartet und in fatalem Zusammenhang mit dem Geheimnisverrat von K. Fuchs und J. und E. Rosenberg -, vor allem aber nach dem erfolgreichen Test der ersten sowjetischen Wasserstoffbombe im Jahr 1953, mußten

[2] Offenbar begann kurz danach bereits die sowjetisch-chinesische Zusammenarbeit auf dem Nuklearsektor, die zeitweise recht eng gewesen sein muß. Jedenfalls lernte China sehr schnell, die nukleare Technologie zu beherrschen: China war in der Lage, schon bald nach dem im Jahr 1959 vollzogenen Bruch mit der Sowjetunion Kernsprengkörper herzustellen und (1964) zu zünden. Vgl. dazu J. W. Lewis und L. Xue: *China Builds the Bomb*, Stanford 1988.

die USA einsehen, daß ihre Bemühungen, einzige nukleare Bombenmacht zu bleiben, gescheitert waren.

sowjetische Wasserstoffbombe

In dieser neuen Lage änderten die USA radikal ihre Politik. Präsident D. D. Eisenhower verkündete am 8. Dezember 1953 in seiner berühmten Ansprache vor den Vereinten Nationen sein »Atoms-for-Peace«-Programm, mit dem eine Politik internationaler nuklearer Kooperation eingeleitet werden sollte, die essentiell zur Vorbedingung hatte, daß die Kooperationspartner sich einer rigorosen Kontrolle durch die Vereinigten Staaten unterwarfen. Dies geschah in der – wohl auch heute noch als richtig anzusehenden – Erkenntnis, daß bei der inzwischen gegebenen Lage es besser sei, andere Länder an der *Kernenergieentwicklung unter Kontrolle* teilhaben zu lassen, als ohne eine solche Kontrolle der Entwicklung mit der Gefahr einer Verbreitung von Kernwaffen freien Lauf zu lassen. Der *Atomic Energy Act of 1954* bestätigte diese neue Doktrin. Konsequenterweise führte diese Politik im Jahr 1955 zur ersten Genfer Atomenergiekonferenz, auf der alle Stadien des Brennstoffzyklus – ausgenommen die Urananreicherung – aus der militärischen Geheimhaltung entlassen wurden. Die Urananreicherung blieb weiterhin Monopol der Mächte, die über Kernwaffen verfügten.

Atoms-for-Peace

Kernenergieentwicklung unter Kontrolle

erste Genfer Atomenergiekonferenz

Nach den ursprünglichen Vorstellungen der amerikanischen Administration sollte die dann 1957 auf Initiative der USA gegründete Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO) in Wien die Aufgabe eines »Brokers«(Maklers) oder auch die eines Pools für Kernbrennstoffe übernehmen. Zu diesem Zwecke wollte Präsident Eisenhower angereichertes Uran mit insgesamt 5 t U-235 – gegebenenfalls sogar noch mehr – zur Verfügung stellen. Dieser Plan wurde aber wieder aufgegeben, da die USA befürchteten, auf diesem Wege ihre Monopolstellung bei der Belieferung mit angereichertem Uran zu verlieren.

Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO)

Nachdem dieser Plan erledigt war, bemühten sich die USA darum, der IAEO Schritt für Schritt die Aufgabe zu übertragen, darüber zu wachen, daß Länder, denen die USA durch Lieferung von Kernbrennstoffen oder nuklearen Ausrüstungen oder durch Transfer nuklearer Technologien Hilfe leisteten, diese Hilfen nicht bestimmungswidrig für militärische Nutzungen mißbrauchten. Für diese Überwachungsmaßnahmen hat sich der Ausdruck »Sicherungskontrolle« (safeguards) eingebürgert. Die USA glaubten – und glauben -, daß eine internationale Organisation eine solche Überwachung wirkungsvoller vornehmen kann, als dies auf bilateraler Basis, d.h. im Wege direkter Kontrolle des Bezieherlandes durch die USA, möglich wäre. Die USA hatten ein solches internationales Safeguards-System bereits 1959 gefordert. Damals war die Sowjetunion nicht bereit, solche Safeguards zu akzeptieren, da sie darin eine Einmischung in die inneren Angelegenheiten anderer Länder sah. Dies sollte sich mit dem Inkrafttreten des Atomwaffensperrvertrags (NPT) im Jahr 1970 (s.u.) grundlegend ändern. Aber bereits lange vor dieser Zeit – 1961 – begann auf amerikanische Initiative die IAEO mit ersten Inspektionen und Kontrollen.

Sicherungskontrolle = safeguards

Atomwaffensperrvertrag

Das Atoms-for-Peace-Programm richtete sich vornehmlich an die europäischen Bündnisstaaten der USA, die in der Zeit des Kalten Krieges gestärkt

werden sollten und für die zugleich die Kernenergie wegen der hohen heimischen Kohlepreise energiewirtschaftlich eher attraktiv zu werden versprach, als dies in den USA erwartet wurde.

Sicherlich war die neue Politik der Vereinigten Staaten in erster Linie bestimmt durch das Bestreben, die durch die sowjetische Bombe bewußt gewordene Gefahr einer weiteren Verbreitung von Kernwaffen abzuwenden und zugleich die Entwicklung wieder in den Griff zu bekommen. Man sollte indessen nicht verkennen, daß die USA im Rahmen dieser Politik auch die Möglichkeit sahen, der amerikanischen Reaktorbau- und Brennstoffkreislaufindustrie Exportmärkte zu erschließen und die in der Kriegs- und unmittelbaren Nachkriegszeit geschaffenen Urananreicherungsanlagen zu beschäftigen – eine zweifache Erwartung, die sich in der Folgezeit unerwartet gut erfüllte. Bis Dezember 1975 erreichten die Nuklearexporte der USA einen Wert von 29 Mrd. Dollar.

Urananreicherungsanlagen

Im Rahmen dieser Politik vereinbarten die USA mit insgesamt 29 Ländern sowie mit EURATOM (s.u.) Kooperationen zur Entwicklung von Reaktoren, zum Austausch von Kenntnissen und zur Versorgung mit Kernbrennstoffen, allesamt Vereinbarungen, die später, als die Politik geändert wurde, die amerikanische Nukleardiplomatie vor schwierige Probleme stellten. Das amerikanische Atoms-for-Peace-Angebot veranlaßte nicht wenige Länder, die Kernenergie in engster Kooperation mit der amerikanischen Industrie und in Abhängigkeit von einer Kernbrennstoffversorgung aus den USA zu entwickeln. Damit entstanden Konstellationen, die auch die Enttäuschung und den heftigen Widerstand dieser Länder erklären mögen, als die USA sich von dieser Politik in den 70er Jahren abwandten und dadurch ihre Kooperationspartner vor kaum überwindbare Probleme stellten. Die USA setzten ihre Atoms-for-Peace-Politik bis Anfang der 70er Jahre konsequent fort. Von besonderem politischen Interesse war die noch 1972 von den USA erklärte Bereitschaft, das Gasdiffusions-Know-how europäischen Partnern und auch Kanada zur Verfügung zu stellen, wobei es hier nicht auf das Motiv ankommt, ob nämlich die USA mit diesem Angebot beabsichtigten, europäische Anreicherungsprojekte zu verhindern, oder ob sie sich an solchen Projekten beteiligen wollten. So oder so kam dieses Angebot zu spät. Zehn Jahre früher wäre es wahrscheinlich angenommen worden.

Kernbrennstoffversorgung aus USA

Gasdiffusionsverfahren

8.1.3 EURATOM

Die amerikanische Politik koinzidierte in bemerkenswerter Weise mit der durch die *Konferenz von Messina* (1955) eingeleiteten Politik einer umfassenden, weit über die Kohle- und Stahlgemeinschaft hinausgehenden wirtschaftlichen Integration Europas, die im Ergebnis zur Schaffung der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft und der Europäischen Atomgemeinschaft (EURATOM) führten – beide Gemeinschaften nahmen am 1. Januar 1958 ihre Tätigkeit auf. Im geschichtlichen Rückblick ist dabei erstaunlich, daß seinerzeit Frankreich EURATOM den Vorrang vor dem Gemeinsamen Markt gab und die vornehmlich von Deutschland gefor-

Europäische Atomgemeinschaft

derte Wirtschaftsgemeinschaft nur unter der Bedingung zu akzeptieren bereit war, daß Deutschland den wegen seiner strikten Kernbrennstoff-Versorgungsregelungen wenig geschätzten EURATOM-Vertrag annahm.

Diese Feststellung ist auch deshalb erstaunlich, weil die Europäische Atomgemeinschaft Deutschland überhaupt erst die Möglichkeit gab, die Kernenergie für friedliche Zwecke zu entwickeln. Zwar entfiel das Verbot, Kernforschung zu betreiben, bereits 1955 mit der Aufhebung des Besatzungsstatuts – übrigens im zeitlichen und auch sachlichen Zusammenhang mit dem vom damaligen Bundeskanzler K. Adenauer bei der Verabschiedung der Pariser Verträge ausgesprochenen Verzicht auf Herstellung von atomaren, bakteriologischen und chemischen Waffen (ABC-Waffen) und der zugleich erklärten Bereitschaft, sich einer Kontrolle der Einhaltung dieses Verzichts durch die Westeuropäische Union zu unterwerfen. Aber erst die Europäische Atomgemeinschaft gab Deutschland, das weder über nennenswerte Uranvorkommen noch über eine Anreicherungsanlage noch über kerntechnische Kenntnisse und Erfahrungen verfügte, die Möglichkeit, in internationaler Kooperation die Kernenergie zu entwickeln. Bei aller Kritik an EURATOM sollte man nicht vergessen, daß die USA damals nur bereit waren, einem in eine europäische Gemeinschaft eingegliederten Deutschland die notwendigen Start- und Versorgungshilfen zu geben[3].

internationale Kernenergie-Kooperation

Die Europäische Atomgemeinschaft ist begrenzt auf die friedliche Kernenergienutzung, wenngleich militärische Anwendungen im EURATOM-Vertrag nicht ausdrücklich ausgeschlossen wurden. Die wesentlichen Elemente dieser Gemeinschaft sind ein gemeinsamer Markt für Kernbrennstoffe und Kernenergieanlagen (Kapitel IX des Vertrags), eine – im Ergebnis wenig erfolgreiche – Koordinierung der Kernforschungspolitik der Mitgliedstaaten, begrenzte gemeinsame Kernforschung in einer »Gemeinsamen Kernforschungsstelle« (Standorte in Ispra/Italien, Karlsruhe/Deutschland, Geel/Belgien und Petten/Niederlande; Kapitel I), eine liberale Politik der Verbreitung von Kenntnissen (Kapitel II) sowie – hier von besonderem Interesse – eine nunmehr der Kommission der Europäischen Gemeinschaften direkt unterstellte »Versorgungsagentur«mit dem ausschließlichen Recht der Verfügung über Kernbrennstoffe (Kapitel VI) und eine gleichfalls in eigener Regie betriebene »Sicherungskontrolle« gegen mißbräuchliche Verwendung von Kernbrennstoffen und kerntechnischen Anlagen (Kapitel VII). Diese beiden zuletzt genannten Aktivitäten werden durch eine Bestimmung gesichert, die in Deutschland stets Gegenstand ausgeprägten Argwohns war: »Besondere spaltbare Stoffe«sind und bleiben im juristischen Eigentum (nicht aber im wirtschaftlichen Besitz) der Europäischen Atomgemeinschaft (Art. 86).

Gemeinsame Kernforschungsstelle

Versorgungsagentur

Das grundlegende, für den Start der Kernenergienutzung in Deutschland entscheidende Kooperationsabkommen zwischen den Vereinigten Staa-

[3] Japan, das gleichfalls erst Mitte der 50er Jahre in seiner Kernenergieentwicklung von Beschränkungen frei wurde, legte die ausschließlich friedliche Nutzung durch sein Atomenergiegrundgesetz fest und betrieb diese Entwicklung fortan in engster Kooperation mit den Vereinigten Staaten.

ten und EURATOM wurde bereits 1958 beschlossen und ist 1959 in Kraft getreten. Gemäß diesem Abkommen wurden im Rahmen eines gemeinsamen Reaktorbauprogramms Kernkraftwerke amerikanischer Konzeption in den Ländern der Atomgemeinschaft errichtet und zu ihrer Weiterentwicklung gemeinschaftliche Forschungen durchgeführt. In Deutschland waren die Kernkraftwerke Gundremmingen, Lingen und Obrigheim in diese Programme eingeschrieben. Mit dem Bau und der Inbetriebnahme dieser drei Kraftwerke trat Deutschland in das Zeitalter der energiewirtschaftlichen Kernenergienutzung ein – ein damals einmütig gutgeheißener Schritt.

energiewirtschaftliche Kernenergienutzung

8.2 Der Atomwaffensperrvertrag

Nachdem die Sowjetunion Kernwaffenstaat geworden war, sahen die Vereinigten Staaten das vordringliche Proliferationsproblem zunächst – Anfang der 50er Jahre – darin, eine übermäßige Vermehrung der nuklearen Waffenarsenale sowohl in den USA als auch in der UdSSR oder, wie es hieß, eine »vertical proliferation« zu verhindern. Die USA waren sich zwar bewußt, daß durch die Atoms-for-Peace-Politik auch andere Staaten Zugang zu Kernbrennstoffen und Kenntnissen erhalten konnten, die dann möglicherweise die Fertigung von Atombomben gestatten würden, sie glaubten aber, daß die in den Agreements for Cooperation festgelegten Sicherungsvorkehrungen und Kontrollrechte zur Abwendung dieser Gefahr ausreichten. Erst nachdem auch Frankreich 1960 und China 1964 Kernwaffen hergestellt und gezündet hatten (Großbritannien war bereits 1952 Kernwaffenstaat geworden), mußten die USA befürchten, daß sich dieser Proliferationstrend fortsetzte. Hauptsorge war damit nicht mehr die »vertical proliferation«, sondern die »horizontal proliferation«, d.h. die Verbreitung von Kernwaffen in andere Staaten als die fünf, die bereits über solche Waffen verfügten. Diese Befürchtungen führten zu vereinten Bemühungen der USA, Großbritanniens und der Sowjetunion und leiteten weltweit eine neue Phase der Nichtverbreitungspolitik ein.

Proliferationsproblem

Nichtverbreitungspolitik

8.2.1 Das Verbot der Verbreitung von Kernwaffen

Am 1. Juli 1968 wurde der Vertrag über die Nichtverbreitung von Kernwaffen – NV-Vertrag oder Atomwaffensperrvertrag (englisch: Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons; NPT) – von den Bevollmächtigten der drei Signatarmächte, den Vereinigten Staaten von Amerika, dem Vereinigten Königreich von Großbritannien und Nordirland und der Union der Sozialistischen Sowjetrepubliken, gleichzeitig in Washington, London und Moskau unterzeichnet. Nachdem die Ratifizierungsdokumente von 48 Unterzeichnerstaaten hinterlegt worden waren, trat dieser Vertrag am 5. März 1970 in Kraft.

NV-Vertrag oder Atomwaffensperrvertrag

Die deutsche Bundesregierung unterzeichnete den Vertrag am 28. November 1969. Nach Ratifizierung am 8. März 1974 und Hinterlegung der

Beitrittsurkunde erlangte dieser Vertrag am 2. Mai 1975 dann auch für die Bundesrepublik Deutschland Rechtskraft. Bei der Hinterlegung der Ratifikationsurkunde übergab die Bundesregierung eine – allerdings von der Sowjetunion nicht akzeptierte – Erklärung, deren Kernsatz lautete, »daß keine Bestimmung des Vertrages so ausgelegt werden kann, als behindere sie die weitere Entwicklung der europäischen Einigung, insbesondere die Schaffung einer Europäischen Union mit entsprechenden Kompetenzen«. Dieser Auslegungssatz richtete sich gegen die Behauptung, der Atomwaffensperrvertrag schließe die »europäische Option«aus, d.h. er setze der Möglichkeit der Ausstattung einer Europäischen Union mit verteidigungspolitischen Kompetenzen (einschließlich der Verfügung über Kernwaffen) eine völkerrechtliche Barriere.

Der Atomwaffensperrvertrag geht auf bereits im Jahr 1965 ergriffene bilaterale Initiativen der Vereinigten Staaten und der Sowjetunion zurück, denen sich Großbritannien alsbald anschloß. Er bestimmt in seinem Artikel I, daß die dem Vertrag beitretenden »Kernwaffenstaaten« keine Kernwaffen an »Nichtkernwaffenstaaten« weitergeben dürfen. Artikel II untersagt den beigetretenen Nichtkernwaffenstaaten, Kernwaffen anzunehmen oder herzustellen. Diese beiden Artikel haben folgenden Wortlaut:

Verbot der Weitergabe von Kernwaffen

Artikel I: »Jeder Kernwaffenstaat, der Vertragspartei ist, verpflichtet sich, Kernwaffen und sonstige Kernsprengkörper oder die Verfügungsgewalt darüber an niemanden unmittelbar oder mittelbar weiterzugeben und einen Nichtkernwaffenstaat weder zu unterstützen noch zu ermutigen noch zu veranlassen, Kernwaffen oder sonstige Kernsprengkörper herzustellen oder sonstwie zu erwerben oder die Verfügungsgewalt darüber zu erlangen.«

Artikel II: »Jeder Nichtkernwaffenstaat, der Vertragspartei ist, verpflichtet sich, Kernwaffen und sonstige Kernsprengkörper oder die Verfügungsgewalt darüber von niemandem unmittelbar oder mittelbar anzunehmen, Kernwaffen oder sonstige Kernsprengkörper weder herzustellen noch sonstwie zu erwerben und keine Unterstützung zur Herstellung von Kernwaffen oder sonstigen Kernsprengkörpern zu suchen oder anzunehmen.«

Mit diesen beiden Artikeln konsolidiert der Vertrag die Einteilung der Staaten in solche, die über Kernwaffen verfügen, und andere, die eine solche Verfügungsmacht auch in Zukunft nicht erwerben können. Wenn sich gleichwohl eine große Anzahl von Nichtkernwaffenstaaten zur Ratifizierung dieses »ungleichen Vertrags« entschloß, so geschah dies in der Überzeugung, hierdurch werde das atomare Wettrüsten eingeschränkt und der Gefahr einer unkontrollierten Weitergabe begegnet. Durchweg forderten diese Staaten zudem bei der Unterzeichnung, die in Artikel VI des Vertrages vorgesehenen Verhandlungen »über wirksame Maßnahmen zur Beendigung des nuklearen Wettrüstens in naher Zukunft und zur nuklearen Abrüstung und über einen

atomares Wettrüsten

Vertrag zur allgemeinen und vollständigen Abrüstung« alsbald aufzunehmen.

Gegen die zunächst nur zwischen den Vereinigten Staaten, Großbritannien und der Sowjetunion geführten Verhandlungen über ein Abkommen, das die Verbreitung von Kernwaffen verhindern sollte, war immer wieder die Befürchtung laut geworden, ein solches Abkommen könne den Kernwaffenstaaten Mittel in die Hand geben, die Entwicklung der Kernenergie für friedliche Zwecke in Nichtkernwaffenstaaten zu behindern. In der Tat gaben einige Formulierungen in dem ersten Vertragsentwurf zu solchen Sorgen Anlaß. Die endgültige Fassung des Vertrags und die dazu abgegebenen Erklärungen entzogen diesen Besorgnissen aber den Boden. Ausdrücklich heißt es in Artikel IV des Vertrages: »Alle Vertragsparteien verpflichten sich, den weitestmöglichen Austausch von Ausrüstungen, Material und wissenschaftlichen und technologischen Informationen zur friedlichen Nutzung der Kernenergie zu erleichtern, und sind berechtigt, daran teilzunehmen. Vertragsparteien, die hierzu in der Lage sind, arbeiten ferner zusammen, um allein oder gemeinsam mit anderen Staaten oder internationalen Organisationen zur Weiterentwicklung der Anwendung der Kernenergie für friedliche Zwecke, besonders im Hoheitsgebiet von Nichtkernwaffenstaaten, die Vertragspartei sind, unter gebührender Berücksichtigung der Bedürfnisse der Entwicklungsgebiete der Welt beizutragen.«

friedliche Nutzung der Kernenergie

Bis etwa 1976 herrschte international die Meinung vor, daß dieser Artikel nicht nur auf dem Papier steht, mit anderen Worten und konkret, daß der friedlichen Verwendung von angereichertem Uran und Plutonium in Nichtkernwaffenstaaten keine Hindernisse mehr in den Weg gelegt werden würden. Das war eine Täuschung, wie die seither verflossene Zeit lehrt.

Eine besondere Schwierigkeit der Anwendung des NV-Vertrags ergab sich zunächst dadurch, daß dem Vertrag weder alle Kernwaffenstaaten noch alle Nichtkernwaffenstaaten beitraten. Von den fünf Kernwaffenstaaten haben zwei, nämlich Frankreich und die Volksrepublik China, erst 1992 ihren Beitritt erklärt. Diese beiden Staaten unterwarfen sich also zunächst nicht dem Weitergabeverbot des Artikels I. Die französische Regierung erklärte indessen bereits 1968, sie würde sich so verhalten, als wenn sie den Vertrag unterzeichnet hätte. Dies war in der Tat stets der Fall. Auch die Volksrepublik China hatte 1983 anläßlich ihres Beitritts zur IAEO eine ähnliche Willenserklärung abgegeben. Einen Sonderfall stellt in diesem Zusammenhang Indien dar, das mit seinem angeblich »friedlichen« Atomtest vom 18. Mai 1974 die Fähigkeit zur Herstellung von Kernsprengkörpern nachgewiesen hat. Die indische Regierung hat von Anbeginn den Atomwaffensperrvertrag abgelehnt und seinen unverhohlen diskriminierenden Charakter immer wieder angeprangert, gleichzeitig sich aber stets zur Nichtweiterverbreitung bekannt.

Bis zum Jahresende 1994 sind insgesamt 163 Nichtkernwaffenstaaten und fünf Kernwaffenstaaten (die USA, Rußland, Großbritannien, Frankreich und China) dem NV-Vertrag durch Hinterlegung ihrer Ratifikationsurkunden beigetreten. Etwa zwei Dutzend Nichtkernwaffenstaaten haben den Ver-

trag entweder nicht unterzeichnet oder nicht ratifiziert. Dazu zählen neben Israel einige Nachfolgestaaten der ehemaligen Sowjetunion sowie eine Reihe von Entwicklungsländern in Asien, Afrika und Lateinamerika. Die meisten dieser Staaten haben bisher keine oder keine nennenswerten nuklearen Aktivitäten entwickelt. Einige andere hingegen haben bereits einen beachtlichen Entwicklungsstand in der Nukleartechnologie erreicht. Zu den Staaten, die sich dem NV-Vertrag noch immer verweigern, gehörten Ende 1994 Indien und Pakistan, Israel, Argentinien und Brasilien. Alle Staaten dieser Gruppe (ausgenommen Israel) besitzen Kernkraftwerke, alle besitzen inzwischen auch die technische Kapazität zur Herstellung von nuklearem Spaltmaterial.

Verweigerung zum NV-Vertrags-Beitritt

Es ist deshalb kein Zufall, daß die Diskussion um die Weiterverbreitung von Kernwaffen sich seit den 70er Jahren immer wieder um die zuletzt genannten Länder sowie Südafrika, das dem Atomwaffensperrvertrag erst 1991 beigetreten ist, gedreht hat. Indien ist seit der Testexplosion von 1974 bereits als potentielle Kernwaffenmacht ausgewiesen. Pakistan wurde bisher wohl nur durch amerikanischen Druck davon abgehalten, seine Fähigkeit für Herstellung und Detonation eines Kernsprengkörpers unter Beweis zu stellen. Israel hat die Gerüchte, es verfüge bereits über ein umfangreiches Arsenal von einsatzfähigen Atomwaffen eigener Herstellung, weder dementiert noch bestätigt. Südafrika hingegen hat ähnliche Gerüchte über sein Nuklearprogramm nachdrücklich dementiert[4]. Argentinien und Brasilien haben jede Unterstellung, sie strebten nach dem Besitz von Kernwaffen, immer wieder entschieden zurückgewiesen, aber sich zugleich das Recht zur Herstellung und Zündung von Kernsprengkörpern für friedliche Zwecke vorbehalten.

Kernsprengkörper für friedliche Zwecke

Es darf allerdings nicht übersehen werden, daß das Risiko der Kernwaffenverbreitung nicht eindeutig und ausschließlich von jenen Ländern ausgeht, die sich dem Atomwaffensperrvertrag verweigern. Zahlreiche hochentwickelte Industrieländer verfügen im Prinzip über die technische Fähigkeit zur Herstellung von Kernsprengkörpern. Eine wachsende Zahl von halbindustrialisierten Schwellenländern der Dritten Welt erwirbt mit dem Besitz von Kernkraftwerken eine nukleartechnische Infrastruktur, die sie allmählich ebenfalls dazu befähigen könnte. Zu den Entwicklungsländern, die bereits Kernkraftwerke besitzen, bauen oder planen, zählen auch mehrere Mitglieder des Atomwaffensperrvertrags. Es ist keineswegs ausgemacht, ob alle diese Länder dem Besitz von Kernwaffen wirklich dauerhaft abgeschworen haben.

nukleartechnische Infrastruktur

[4] Die Meldung, daß der amerikanische Vela-Satellit am 29. September 1979 über dem südlichen Atlantik einen für Kernexplosionen typischen Doppelblitz von einer Sekunde Dauer registriert habe, gab zu der Vermutung Anlaß, Südafrika habe (eventuell mit israelischer Hilfe) eine Atombombe gezündet. Eine Untersuchung der US-Regierung kam ein Jahr später zu dem Ergebnis, daß diese Deutung des rätselhaften Phänomens weder zu beweisen noch vollkommen auszuschließen sei. Im März 1993 erklärte der südafrikanische Präsident F. de Klerk, daß sein Land tatsächlich im Besitz von sechs Kernwaffen gewesen sei, als es sich 1989 entschloß, dieses Arsenal aufzulösen und dem Atomwaffensperrvertrag beizutreten.

Der Atomwaffensperrvertrag bietet keine Garantie dafür, daß der Vertrauensschutz, den er seinen Mitgliedern gewährt, nicht in Einzelfällen mißbraucht werden kann. Es ist denkbar, daß ein Mitgliedstaat sich zum Kernwaffenverzicht bekennt und gleichzeitig unter dem Deckmantel der friedlichen Kernenergienutzung eine nukleare Waffenkapazität aufbaut.

Recht zum Rücktritt vom NV-Vertrag

Gemäß Artikel X des Vertrags ist jedes Mitglied berechtigt, unter Berufung auf seine nationalen Interessen nach dreimonatiger Kündigungsfrist von dem Vertrag zurückzutreten. Sanktionen gegen einen offenen Vertragsbruch sind nicht vorgesehen.

Diese Schwächen des Atomwaffensperrvertrags sind von Anfang an bekannt gewesen. Sie galten lange Zeit als hypothetisches Risiko, das zwischen souveränen Völkerrechtssubjekten hinzunehmen wäre. Als sich 1991 herausstellte, daß der Irak ein geheimes Programm zur Herstellung von Atomwaffen betrieben hatte, wurde plötzlich klar, daß der Ernstfall bereits eingetreten war (siehe unten, Kapitel 8.3.8).

8.2.2 Die Überprüfung des Vertrages

Der Atomwaffensperrvertrag ist am 5. März 1970 für eine Laufzeit von 25 Jahren in Kraft getreten. Der Vertrag sieht vor, daß die Vertragsparteien im Abstand von jeweils fünf Jahren zusammentreten, um gemeinsam die Wirkungsweise des Vertrags zu überprüfen. Vier solcher Überprüfungskonferenzen haben inzwischen stattgefunden. In ihren Diskussionen und Ergebnissen, die nachfolgend im einzelnen beschrieben sind, spiegelt sich das Auf und Ab internationaler nuklearpolitischer Strömungen der 70er und 80er Jahre. Sie lassen erkennen, daß die aktuellen Fragen der Nichtverbreitungspolitik wechseln, aber ihre Probleme im Grunde die gleichen bleiben, während der nichtverbreitungspolitische Konsens der Vertragsparteien sich – wenngleich nur auf brüchigem Fundament – allmählich verbreitert hat.

Überprüfungskonferenzen

8.2.2.1 Erste Überprüfungskonferenz

Die erste Überprüfungskonferenz, die im Mai 1975 zusammentrat, stand im Zeichen von Auseinandersetzungen zwischen den nicht über Kernwaffen verfügenden blockfreien Ländern und den beiden dem Sperrvertrag beigetretenen, nach wie vor als solche aktiven Kernwaffenstaaten, den USA und der Sowjetunion. Zeitweilig drohten diese Auseinandersetzungen die Konferenz zum Scheitern zu bringen.

Die Nichtkernwaffenstaaten kritisierten vor allem, daß die USA und die Sowjetunion (ebenso wie Großbritannien, Frankreich und die Volksrepublik China) nichts oder zu wenig unternommen hätten, um den von ihnen durch den Vertrag eingegangenen Verpflichtungen zur atomaren Abrüstung, zu Sicherheitsgarantien, zur Einstellung unterirdischer Versuche usw. nachzukommen. Die USA und die Sowjetunion lehnten aber beharrlich ab, sich hinsichtlich dieser Verpflichtungen auch nur auf Termine festlegen zu lassen. Sie gingen auch nicht über eine Bekräftigung ihrer 1968 vor dem UN-

atomare Abrüstung

Sicherheitsrat abgegebenen Hilfszusage an die Opfer einer nuklearen Bedrohung hinaus. Ganz offenbar war diesen beiden Mächten in erster Linie daran gelegen, das zwischen ihnen bestehende nukleare Gleichgewicht und ihre Überlegenheit gegenüber den Nichtkernwaffenstaaten zu erhalten.

Bei dieser Lage enthielt die ohne Abstimmung, aber mit zahlreichen Vorbehalten am 30. Mai 1975 angenommene Schlußerklärung keine rechtlich bindende, wohl aber eine moralisch-politische Verpflichtung, sich an den Sperrvertrag zu halten und die Sicherungen gegen eine Proliferation oder einen Mißbrauch der Kernwaffen auszubauen. Ausdrücklich bestätigt wurde das gleiche Recht auf Kernforschung, friedliche Nutzung der Kernenergie und ausreichende Versorgung mit Kernbrennstoffen und Ausrüstungsgütern. Diese Konferenz, die in rechtlicher Hinsicht fast alles beim alten ließ, bekannte sich immerhin zu dem Grundsatz, daß Kernbrennstoffe und Ausrüstungsmaterial an nicht dem Sperrvertrag beigetretene Staaten nur geliefert werden dürfen, wenn diese sich verpflichteten, kein Material zur Herstellung nuklearer Sprengkörper abzuzweigen und sich insoweit der Kontrolle der IAEO zu unterwerfen. Damit wurden die Konsequenzen daraus gezogen, daß Indien die von Kanada gelieferten Reaktoren und Technologien zur Entwicklung eines eigenen Sprengkörpers benutzt hatte.

Versorgung mit Kernbrennstoffen

Kontrolle der IAEO

8.2.2.2 Zweite Überprüfungskonferenz

In dieser Konfliktlage war zu erwarten, daß es auch bei der zweiten Überprüfungskonferenz zu ähnlichen Auseinandersetzungen kommen werde. Schon vorher – bei der Generalkonferenz der IAEO im Dezember 1979 in New Delhi – hatten die Sprecher der Dritten Welt den westlichen Industrieländern vorgeworfen, mit einer raffinierten Politik der Bevormundung und Diskriminierung ihr Technologiemonopol bewahren zu wollen. Indien insbesondere beschwerte sich, daß die USA und Kanada die 1963 eingegangenen Lieferverpflichtungen nicht einhielten, und erklärte, es sei nur bereit, über die Auflagen der IAEO hinausgehende Verpflichtungen zu übernehmen, wenn auch die Kernwaffenstaaten solche Verpflichtungen eingingen. Dazu waren diese Staaten aber nicht bereit. Hinter alledem stand die damals besonders dringlich erscheinende Besorgnis der Entwicklungsländer, daß angesichts der bedrohten Energieversorgungslage gerade für diese Länder ein Verzicht auf die Kernenergie nicht zu verantworten sei.

bedrohte Energieversorgungslage

Die zweite Überprüfungskonferenz, die am 11. August 1980 in Genf begann und bis zum 5. September 1980 dauern sollte, endete trotz Verlängerung um zwei Tage ohne Einigung auf ein gemeinsames Schlußkommuniqué. An der Konferenz nahmen 70 der 114 Länder, die zu diesem Zeitpunkt Vertragspartner waren, teil.

Eine Einigung scheiterte vor allem daran, daß die Atomwaffenmächte in einem solchen Dokument nicht den Vorwurf vieler Nichtkernwaffenstaaten akzeptieren wollten, sie hätten ihre Abrüstungsverpflichtung aufgrund des NV-Vertrages unzureichend erfüllt oder gar verletzt. Diesen Mächten und

auch anderen Lieferländern kerntechnischer Materialien und Ausrüstungen wurde außerdem vorgeworfen, den Zugang anderer Staaten zur friedlichen Nutzung der Kernenergie durch einseitige und willkürliche Beschränkungen zu behindern.

Insgesamt gibt der Verlauf der Überprüfungskonferenz zu folgenden Feststellungen Anlaß:

— Die Konferenz bestätigte das Bestreben aller Vertragsparteien, zu einem Konsens im Bereich der internationalen Zusammenarbeit bei der friedlichen Nutzung der Kernenergie beizutragen.

— Die zentrale Bedeutung der Sicherungskontrollen als Rückgrat des existierenden NV-Regimes wurde anerkannt.

— Was die Verwirklichung von Artikel IV – weitestgehender Austausch nuklearer Technologie – anbelangt, so konnte man sich trotz heftigster Kritik schließlich doch über eine Reihe von Punkten einigen: Neue NV-Bedingungen oder -maßnahmen sollten nicht einseitig, sondern nur nach Konsultationen und auf der Grundlage eines breitestmöglichen Konsenses unter Einschaltung der IAEO erarbeitet werden.

8.2.2.3 Dritte Überprüfungskonferenz

dritte Überprüfungskonferenz

Für die dritte Überprüfungskonferenz im Jahr 1985 standen die Vorzeichen zunächst ungünstig, da die Interessengegensätze der Kernwaffenmächte und Nichtkernwaffenstaaten praktisch unverändert geblieben waren. Diesmal waren 86 von nunmehr insgesamt 127 Vertragspartnern auf der Konferenz vertreten. Als Beobachter nahmen 12 weitere Staaten, die den Atomwaffensperrvertrag nicht unterzeichnet oder nicht ratifiziert hatten, sowie 5 internationale Organisationen und 43 nichtstaatliche Organisationen teil.

Die Diskussionen während der Konferenz kreisten hauptsächlich um die folgenden Fragen:

Abrüstungsverhandlungen

— **Nukleare Abrüstung:** Die Kritik an der mangelnden Bereitschaft der Kernwaffenstaaten, ihrer vertraglichen Verpflichtung zur Aufnahme ernsthafter Abrüstungsverhandlungen nachzukommen, wurde beharrlich, aber mit weniger Schärfe vorgetragen als bei der zweiten Überprüfungskonferenz. Die konziliante Atmosphäre wurde begünstigt durch die kurz zuvor vereinbarte Wiederaufnahme sowjetisch-amerikanischer Rüstungskontrollgespräche. Dem Drängen der neutralen und blockfreien Staaten nach einem obligatorischen Kernwaffenmoratorium und einem sofortigen und umfassenden Kernwaffenteststopp widersetzten sich vor allem die Vereinigten Staaten, während die Sowjetunion hinhaltend taktierte.

full-scope safeguards

— **Sicherungskontrollen:** Die Forderung nach umfassenden und obligatorischen internationalen Überwachungsmaßnahmen (»full-scope safeguards«) für Nuklearanlagen in allen Nichtkernwaffenstaaten wurde vor allem von den USA vertreten und von einzelnen Nuklearexportländern, darunter auch der Bundesrepublik Deutschland, als undurchführbar abgelehnt. In dieser Frage verlief die Auseinandersetzung hauptsächlich innerhalb der Gruppe der westlichen Industriestaaten.

- **Israel und Südafrika:** Den beiden Ländern sollte nach dem Willen der afrikanischen und arabischen Staatengruppe jede nukleare Zusammenarbeit mit anderen Staaten verwehrt werden. Dieser Forderung widersetzten sich die meisten westlichen Länder.
- **Bewaffnete Angriffe auf zivile Nuklearanlagen:** Die einmütige Verurteilung solcher Aktionen richtete sich namentlich gegen den israelischen Angriff auf das irakische Kernforschungszentrum Tuwaitha (vgl. Kapitel 8.3.8). Über einen Entschließungsantrag des Iran, der seinerseits dem Irak solche Kriegshandlungen vorwarf, kam es in letzter Stunde noch zum Eklat. Erst nach Unterbrechung der Plenarsitzung und nach einer Drohung des Konferenzpräsidenten, des Ägypters M. I. Shaker, entweder die Verfahrensregeln eigenmächtig zu beugen oder die Konferenz zu vertagen, erklärten sich Irak und Iran zu einer Kompromißformel bereit.
- **Technologietransfer:** Über die Beschränkungen, denen der internationale Nuklearhandel und der nukleare Technologietransfer im Interesse der Nichtverbreitung von Kernwaffen unterliegen sollten, kam es weder unter den westlichen Industriestaaten noch unter den Entwicklungsländern zu einer einheitlichen Meinung. Einhellig wurde die Notwendigkeit einer verstärkten nukleartechnischen Hilfe für die Entwicklungsländer anerkannt. Doch zeigten die Entwicklungsländer selbst – offenbar im Hinblick auf die veränderte Weltenergiesituation – ein gegenüber 1980 bereits deutlich verringertes Interesse an der Kernenergie.

Nukleartechnik für Entwicklungsländer

Die dritte Überprüfungskonferenz endete am 21. September 1985 mit der einstimmigen Annahme einer Schlußerklärung. Resolutionen, denen ein Teilnehmerstaat nicht hätte zustimmen können, wurden nicht verabschiedet. Damit unterstrichen die Vertragspartner ihr Bemühen, trotz aller Gegensätze eine einmütige Unterstützung für den Atomwaffensperrvertrag zu dokumentieren.

8.2.2.4 Vierte Überprüfungskonferenz

vierte Überprüfungskonferenz

Nach dem Erfolg von 1985 schien auch ein einvernehmlicher Ablauf der vierten Überprüfungskonferenz, die vom 20. August bis 15. September 1990 stattfand, vorhersehbar. Bei der Konferenz waren 84 der inzwischen 140 Vertragspartner zugegen. Als Beobachter nahmen auch 15 Staaten teil, die dem Vertrag nicht angehörten, darunter erstmals Frankreich und China, sowie die Europäische Union und vier andere internationale Organisationen.

Wider Erwarten vermochte die Konferenz sich nicht auf eine Schlußerklärung zu einigen. Der Fehlschlag wog um so schwerer, als es sich um die letzte turnusgemäße Überprüfungskonferenz des Vertrags handelte. Nicht einmal die vertraglich vorgesehene Resolution, mit der für 1995 eine Konferenz zur Verlängerung des Atomwaffensperrvertrags einberufen werden sollte, kam zustande. Dies gelang erst 1992 mit einer Entschließung der Generalversammlung der Vereinten Nationen.

Anlaß für das Scheitern der Konferenz war letztlich die intransigente Haltung eines Staates, Mexikos, dessen Delegation sich weigerte, einer Schlußresolution zuzustimmen, wenn die Vertragsverlängerung über 1995

hinaus nicht mit einer zuvor vereinbarten, unwiderruflichen Einstellung aller Kernwaffenveruche verknüpft würde. Die beiden Atommächte USA und Großbritannien, wenngleich um schrittweise Zugeständnisse bemüht, mochten sich nicht auf ein so striktes Junktim einlassen, und es gelang den übrigen Konferenzteilnehmern nicht, diesen Gegensatz mit einem Kompromiß zu überbrücken.

Grundkonsens über Nichtverbreitung von Kernwaffen

Trotz dieses Scheiterns sollte nicht übersehen werden, daß die Überprüfungskonferenz von 1990 einen weltweiten Grundkonsens über die Wünschbarkeit der Nichtverbreitung von Kernwaffen bestätigte. Das in den Ausschüssen vorbereitete, von fast allen Teilnehmern bis zuletzt mitgetragene Schlußdokument offenbarte alte Konfliktlinien, aber auch neue Kompromißbereitschaft und ein wachsendes Bedürfnis, das internationale Nichtverbreitungsregime nicht nur zu erhalten, sondern weiter zu stärken.

Die Schwerpunkte der Konferenzdiskussionen lagen bei folgenden Fragen:

negative Sicherheitsgarantien

- **Rüstungskontrolle und Abrüstung:** Nach dem Ende des Ost-West-Konflikts wurde vor allem von Entwicklungsländern verstärkt die Forderung nach einem nuklearen Rüstungsstopp und einer einschneidenden Verminderung der Kernwaffenarsenale erhoben. Die Einrichtung von kernwaffenfreien Zonen und der verbindliche Schutz von Nichtkernwaffenstaaten vor nuklearer Bedrohung (»negative Sicherheitsgarantien«) fand zunehmende, aber nicht einhellige Unterstützung.

Verdachtskontrollen

- **Sicherungs- und Exportkontrollen:** Übereinstimmend wurde die Bedeutung effektiver internationaler Überwachungsmaßnahmen (»safeguards«) für die Gewährleistung vertragskonformen Verhaltens hervorgehoben. Eine Mehrheit der Konferenzteilnehmer sprach sich für verschärfte Kontrollmaßnahmen (»Verdachtskontrollen«) aus, um gegebenenfalls auch verbotene nukleare Aktivitäten illoyaler Vertragspartner aufzudecken. Fast einmütige Zustimmung fand die Forderung, daß Nukleargüter nur an Länder geliefert werden dürften, die sich denselben umfassenden Sicherungskontrollen (»full-scope safeguards«) unterwürfen wie die Mitglieder des Atomwaffensperrvertrags. Dabei spielte eine wichtige Rolle, daß die deutsche Bundesregierung, die sich diesem Prinzip stets widersetzt hatte, wenige Tage vor der Überprüfungskonferenz von 1990 ihre frühere Haltung revidierte und für das wiedervereinigte Deutschland eine nukleare Exportpolitik der »full-scope safeguards« proklamierte.

nuklearer Technologietransfer

- **Friedliche Kernenergienutzung:** Die Konferenz bestätigte das »unabdingbare Recht der Vertragsstaaten zur friedlichen Nutzung der Kernenergie« und erkannte den Anspruch der Entwicklungsländer auf nuklearen Technologietransfer an. Indessen verband sich bei vielen Ländern auch eine größere Skepsis gegenüber der Kernenergie mit der Forderung, die Sicherheit kerntechnischer Anlagen in internationaler Verantwortung zu gewährleisten.

8.2.2.5 Verlängerung des Atomwaffensperrvertrages

In der Mitte der 90er Jahre ergibt sich für den Atomwaffensperrvertrag eine zwiespältige Bilanz. Einerseits ist es in seiner bisherigen Laufzeit gelungen, die seit Jahrzehnten konstant gebliebene Zahl von fünf anerkannten

Kernwaffenmächten nicht weiter steigen zu lassen, während im gleichen Zeitraum die Zahl der über zivile Nuklearanlagen verfügenden Länder sich mehr als verdreifacht hat. Die hauptsächliche Zielsetzung des Vertrags ist damit – bis auf weiteres – eindrucksvoll verwirklicht worden. Mit seinen 179 Mitgliedstaaten zählt der Atomwaffensperrvertrag derzeit mehr Teilnehmer als jede andere internationale Rüstungskontrollvereinbarung.

Gleichzeitig ist jedoch zu beachten, daß der Erfolg des Atomwaffensperrvertrags nicht unwiderruflich ist und auf teilweise brüchigen Fundamenten ruht. Der Vertrag kann die »horizontale Proliferation« von Kernwaffen in der Staatenwelt nicht mit absoluter Zuverlässigkeit unterbinden. Auch hat der Vertrag die »vertikale Proliferation« unter den etablierten Kernwaffenmächten nicht verhindert. Er ist auf die Loyalität und Kooperationsbereitschaft seiner Mitgliedstaaten angewiesen und kann auf Dauer nur Bestand haben, wenn das Vertrauen in den wechselseitigen Nutzen für alle Beteiligten erhalten bleibt. Dieser Vorbehalt gilt auch und gerade, seitdem der Vertrag auf unbegrenzte Zeit verlängert wurde.

Vertragsverlängerung

Die Verlängerungsentscheidung kam am 11. Mai 1995 nach zähen und schwierigen Verhandlungen zustande. Eine Konferenz der Vertragspartner, an der 175 Mitgliedstaaten teilnahmen, tagte vom 17. April bis zum 12. Mai 1995 am Sitz der Vereinten Nationen in New York, um eine Bilanz des Vertrags nach 25jähriger Laufzeit zu ziehen und über die weitere Geltungsdauer des Vertrags zu beschließen. Gemäß Artikel X (2) des Vertrags waren dafür drei Möglichkeiten vorgesehen:

Vertragsstaatenkonferenz in New York 1995

- die unbegrenzte Verlängerung des Vertrags;
- seine Verlängerung um eine feste Frist;
- die Verlängerung um festgelegte, aufeinanderfolgende Fristen.

Die Entscheidung der Konferenz, ja selbst der Modus der Beschlußfassung über die Vertragsverlängerung, blieb bis in die letzten Stunden hin offen. Die Meinungsverschiedenheiten und Interessengegensätze der Mitgliedstaaten, die bereits früher in den vier Überprüfungskonferenzen zutage getreten waren, prallten jetzt hart aufeinander. So war noch lange nach Konferenzbeginn nicht abzusehen, ob überhaupt die erforderliche Mehrheit der Mitglieder für eine Verlängerung stimmen würde. Es galt aber als sicher, daß eine nur knappe Mehrheitsentscheidung dem Vertrag unabsehbaren Schaden zufügen würde. Ebenso galt es als sicher, daß die Verlängerung um eine Frist oder auch mehrere Fristen ein vorzeitiges Ende des Vertrags signalisieren würde.

Konferenzverlauf

Deshalb gingen die Bestrebungen der Vertragsbefürworter dahin, eine Kampfabstimmung zu vermeiden und eine Verlängerung auf unbegrenzte Dauer herbeizuführen. Diese Position wurde bereits im Vorfeld der Konferenz von der westlichen Staatengruppe unter Führung der USA vereinbart. Ihr schlossen sich Rußland und die vormals kommunistischen Staaten Mittel- und Osteuropas an. Zögernd trat schließlich auch die Volksrepublik China dieser Position bei. Dagegen waren unter den Staaten der Dritten Welt – der Mehrheit der Vertragspartner – viele, die nur eine befristete

kontroverse Positionen

Verlängerung akzeptieren wollten und diese mit verbindlichen Bedingungen (Abrüstungsverpflichtungen und Sicherheitsgarantien der Nuklearmächte; Zusagen der Industrieländer über nukleare Technologietransfers zugunsten der Entwicklungsländer) zu verknüpfen suchten. Eine besondere Rolle spielten die arabischen Staaten, die eine Verlängerung des Vertrags vom Beitritt Israels abhängig machen wollten.

Die unbefristete und bedingungslose Verlängerung gelang nur, indem der Konferenzvorsitzende J. Dhanapala aus Sri Lanka nach langwierigen Konsultationen und Kulissengesprächen schließlich – ohne formelle Abstimmung – den Mehrheitswillen der Konferenz feststellte, ohne im Plenum auf ausdrücklichen Widerspruch zu stoßen. Vorangegangen war die Annahme zweier Entschließungen. In der ersten wurde vereinbart, daß wie bisher auch künftig Überprüfungskonferenzen im Fünfjahresrhythmus – erstmals also wieder im Jahr 2000 – stattfinden sollen, um die Erfüllung der Vertragsziele zu erörtern; zusätzlich sind jetzt jährliche Vorbereitungstreffen geplant. In der zweiten Entschließung wurde ein umfangreicher Katalog von Zielen und Prinzipien der nuklearen Nichtverbreitungs- und Abrüstungspolitik vereinbart. Hierzu zählen:

Einigung und Beschlußfassung

- ein Aufruf an alle Staaten, dem Atomwaffensperrvertrag beizutreten;
- die Verpflichtung der Kernwaffenstaaten, ihre Anstrengungen zur nuklearen Abrüstung zu verstärken, insbesondere bis Ende 1996 einen umfassenden Teststoppvertrag auszuhandeln;
- Unterstützung für die Einrichtung kernwaffenfreier Zonen, namentlich in Krisenregionen wie dem Nahen Osten;
- die Forderung nach effektiven Sicherheitsgarantien der Kernwaffenstaaten für Nichtkernwaffenstaaten;
- die Befürwortung verstärkter internationaler Sicherungskontrollen über die friedlichen Nuklearaktivitäten aller Staaten;
- die Forderung nach engerer internationaler Zusammenarbeit in der friedlichen Kernenergienutzung.

Kataloge von Zielen und Prinzipien

Außerdem wurde eine Resolution zum Nahen Osten verabschiedet, in der alle Staaten der Region – ohne namentliche Nennung Israels – zum Beitritt zum Atomwaffensperrvertrag aufgefordert wurden. Trotz aller Bemühungen gelang es jedoch nicht, am letzten Tag der Konferenz noch eine gemeinsame Schlußerklärung zu verabschieden.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Das Ergebnis der New Yorker Konferenz läßt sich in drei Feststellungen zusammenfassen:

1. Die Nichtverbreitung von Kernwaffen wird als universale sicherheitspolitische Norm heute praktisch von allen Mitgliedern der Staatengemeinschaft akzeptiert. Der Atomwaffensperrvertrag setzt für eine unbegrenzte Zukunft den völkerrechtlich verbindlichen Rahmen, an dem sich die Verwirklichung dieser Norm zu orientieren hat.
2. Die Schwächen des Vertrages, insbesondere der offene Zielhorizont, die unvollständige Universalität und die ungleiche Verteilung von Rechten und

Pflichten zwischen den Mitgliedern, bleiben unbestreitbar bestehen. Unmutsäußerungen vieler Regierungsvertreter während und nach der Konferenz haben deutlich gemacht, daß trotz der Verlängerung des Vertrags keineswegs die weitverbreitete Unzufriedenheit über seinen Inhalt ausgeräumt wurde.

3. Die nuklearpolitische Diskussion der kommenden Jahre wird sich vor allem an der Umsetzung des von der Konferenz aufgestellten Prinzipienkatalogs entzünden. Er enthält Forderungen, die nicht leicht mit den Interessen aller Staaten in Einklang zu bringen sind. Die vereinbarte Intensivierung des Überprüfungsprozesses wird sich künftig in einer nahezu permanenten internationalen Auseinandersetzung über den Atomwaffensperrvertrag niederschlagen. Sie kann, wenn sie konstruktiv geführt wird, zur kooperativen Lösung kontroverser Fragen beitragen, aber im ungünstigen Falle auch den fragilen Grundkonsens der Vertragspartner nachhaltig belasten.

8.2.3 Kontrollen und Verifikationen

Mit Artikel III Abs. 2 des Atomwaffensperrvertrages verpflichten sich alle Signatarstaaten, keinem Nichtkernwaffenstaat Ausgangs- und besonderes spaltbares Material, das zur Herstellung von Kernwaffen verwendet werden könnte, zu liefern, sofern die Verwendung dieser Stoffe für friedliche Zwecke nicht garantiert und kontrolliert wird. Diese Kontrolle soll von der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEO) wahrgenommen werden (Artikel III Abs. 1). Jeder dem Vertrag beigetretene Nichtkernwaffenstaat hat die Nachprüfung der Erfüllung dieser Verpflichtung im Rahmen einer internationalen Kontrolle zu dulden. Zu diesem Zweck muß jeder Nichtkernwaffenstaat mit der IAEO ein Übereinkommen über Kontrollmaßnahmen auf seinem Hoheitsgebiet aushandeln (Art. III Abs. 4). Bis zum Jahresende 1993 waren derartige Kontrollabkommen mit 98 der damals 157 Vertragsstaaten zustande gekommen. Kernwaffenstaaten sind von dieser Verpflichtung frei.

Internationale Atomenergie-Organisation (IAEO)

Neben der Sicherungskontrolle nach dem Atomwaffensperrvertrag führt die IAEO auch Kontrollmaßnahmen durch, die im *Tlatelolco-Vertrag über das Verbot von Kernwaffen in Lateinamerika* oder aufgrund bilateraler Verträge mit einzelnen Staaten vereinbart wurden. Kontrollen nach den beiden multilateralen Verträgen erstrecken sich stets auf das gesamte nukleare Spaltmaterial bzw. auf sämtliche nuklearen Anlagen eines Landes (»full-scope safeguards«). Kontrollen aufgrund anderer Verträge erstrecken sich nur auf die vereinbarten Anlagen. Am Ende des Jahres 1993 waren insgesamt 194 Kontrollabkommen mit 117 Staaten in Kraft. Sicherungskontrollen wurden 1993 tatsächlich in 57 Nichtkernwaffenstaaten durchgeführt; in den übrigen Staaten – ausgenommen natürlich die Kernwaffenstaaten – waren keine nennenswerten nuklearen Aktivitäten festzustellen.

Sicherungskontrollen

Nach dem Tätigkeitsbericht der IAEO für das Jahr 1993 waren bei diesen Kontrollen – mit einer Ausnahme – keine Diskrepanzen entdeckt worden, die auf eine Abzweigung kontrollierten Kernmaterials zur Herstellung von Kernwaffen hindeuteten. Das von der Wiener Behörde überwachte Kernmaterial wurde demnach (von dieser Ausnahme abgesehen) ausschließlich für

IAEO-Kontrollen

friedliche Zwecke verwendet oder auf andere Weise buchmäßig zufriedenstellend erfaßt[5]. Die erwähnte Ausnahme betraf Nordkorea, wo eine verdächtige Unregelmäßigkeit der Materialbilanz nicht aufgeklärt werden konnte (siehe unten, Kapitel 8.3.9). Im Berichtsjahr 1993 waren der Kontrolle insgesamt 825 Anlagen (Kernkraftwerke, Forschungsreaktoren, Brennelementfabriken, Anreicherungs- und Wiederaufarbeitungsanlagen und andere Installationen) unterworfen, in denen unter anderem 450 t Plutonium und 9,8 t hoch angereichertes Uran anfielen. Die Kontrolle wurde teils durch automatische Überwachungssysteme, teils auch persönlich von den Inspektoren der IAEO durchgeführt.

Die Kontrollbefugnis der IAEO nach dem Atomwaffensperrvertrag konkurriert mit den Bestimmungen des Kapitels VII des EURATOM-Vertrages, das »Erze, Ausgangsstoffe und besondere spaltbare Stoffe« einer Kontrolle der Brüsseler Kommission unterwirft. Mit dem gleichen Ziel der Verhinderung mißbräuchlicher Verwendung werden diese Stoffe zudem durch Kapitel VIII des EURATOM-Vertrages in das juristische – nicht wirtschaftliche – Eigentum der Gemeinschaft übergeführt.

EURATOM-Kontrollen

Die EURATOM-Kontrolle wird seit 1958 in allen Mitgliedstaaten der Europäischen Union nach einem einheitlichen Verfahren durchgeführt. Ausgenommen ist lediglich das Material, das in Frankreich und Großbritannien für »Zwecke der Verteidigung« bestimmt ist (Artikel 84 Abs. 3). Die Wirksamkeit dieser Kontrolle wird allgemein anerkannt.

IAEO-EG-Abkommen

Die EU-Mitgliedstaaten haben deshalb stets Wert darauf gelegt, auch nach dem Beitritt zum Atomwaffensperrvertrag die bewährte EURATOM-Kontrolle beizubehalten, zugleich aber aufwendige und kostspielige Doppelkontrollen durch die IAEO zu vermeiden. Gemäß einem am 5. April 1973 von der EG-Kommission, der IAEO und den Nichtkernwaffenstaaten der Europäischen Gemeinschaft unterzeichneten Abkommen wird die Sicherungskontrolle in diesen Staaten weiterhin von der Brüsseler Kommission ausgeübt. Die IAEO beschränkt sich darauf, die Durchführung und die Ergebnisse dieser Kontrolle zu überwachen (»verifizieren«). Für die Kontrolle der friedlichen Kernenergieaktivitäten in den Kernwaffenstaaten Großbritannien und Frankreich gelten gesonderte Abkommen mit der IAEO vom 14. August 1978 bzw. 12. September 1981.

Verifikation

Doppelkontrollen

Die Hoffnung der EU-Länder, das Verifikationsabkommen werde die befürchteten Doppelkontrollen verhindern, hat sich allerdings nicht erfüllt. Die »Wiener Kontrolle« und die »Brüsseler Kontrolle« laufen in den EURATOM-Ländern vielfach parallel nebeneinander her, die Inspektoren der IAEO und der EU versehen in zahlreichen europäischen Nuklearanlagen ihren Dienst Seite an Seite. Gegenüber der umfassenden IAEO-Kontrolle erscheint die Sicherung durch EURATOM inzwischen als überflüssiger und kostspieliger Aufwand; indessen bleibt zu vermerken, daß EURATOM zugleich auch die Zuverlässigkeit des Objektschutzes in den kontrollierten An-

[5] Diese Feststellung schließt jedoch nicht die Möglichkeit aus, daß unkontrollierte Anlagen oder nicht deklariertes Material mißbräuchlich verwendet wurden, wie es im Irak der Fall war (siehe unten, Kapitel 8.3.8).

lagen überwacht, während die IAEO lediglich die ordnungsgemäße Verwendung des nuklearen Spaltmaterials nachprüft.

Als Signatarstaaten des Atomwaffensperrvertrags haben sich – freiwillig – inzwischen auch die USA (seit 1980), Rußland (seit 1985) und China (seit 1989) bereit erklärt, ihre nichtmilitärischen Atomanlagen der IAEO-Kontrolle zu unterwerfen. Diese Kontrolle hat allerdings mehr symbolischen Charakter; sie beschränkt sich auf einzelne, im Einvernehmen mit den Regierungen der drei Länder ausgewählte Anlagen und dient im wesentlichen nur dem Zweck, die Gleichbehandlung der Nuklearindustrie in allen Signatarstaaten des Atomwaffensperrvertrags zu demonstrieren.

Sowenig die internationale Kontrolle in Kernwaffenstaaten eine Abzweigung von Spaltmaterial für die Herstellung von Kernwaffen anzeigen oder gar verhindern kann, sowenig kann sie dies in Nichtkernwaffenstaaten, wenn nicht alle, sondern nur bestimmte Anlagen kontrolliert werden. Solche »anlagenspezifischen«, d.h. faktisch lückenhaften, Kontrollen führt die IAEO in einer Reihe von Ländern durch, die sich nicht nur dem Beitritt zum Atomwaffensperrvertrag, sondern auch einer umfassenden internationalen Überwachung (»full-scope safeguards«) verweigern. Indien, Israel und Pakistan zählen zu diesen Ländern, die neben ihren von der IAEO kontrollierten Anlagen auch einzelne nichtkontrollierte betreiben. Es sind – nicht zufällig – dieselben Länder, denen seit Jahren ein heimliches Streben nach Kernwaffen oder der heimliche Besitz solcher Waffen nachgesagt wurde.

Verweigerung von full-scope safeguards

Die technische Durchführung und Intensität der IAEO-Kontrollen ist in allen kontrollierten Anlagen prinzipiell gleich – kein Land soll bei der internationalen Überwachung diskriminiert werden. In der Praxis bedeutet das jedoch, daß die Überwachung sich auf solche Länder konzentriert, die über eine umfangreiche und hochentwickelte Nuklearindustrie verfügen und als Nichtkernwaffenstaaten der umfassenden Kontrolle nach dem Atomwaffensperrvertrag unterliegen. So ergibt sich die etwas widersinnige Tatsache, daß der Inspektionsaufwand der IAEO sich zu mehr als zwei Dritteln auf fünf westliche Industrieländer (nämlich Japan, Deutschland, Schweden, Belgien und Kanada) konzentriert, denen niemand eine heimliche Abzweigung von Kernmaterial zutraut, während die Kontrolle in anderen Ländern, wo solches Vertrauen nicht unbedingt angemessen erscheint, lückenhaft und in ihrer Wirksamkeit umstritten bleibt.

Inspektionsaufwand der IAEO

8.3 Krisen der internationalen Nuklearpolitik

Nachdem am 5. März 1970 der Atomwaffensperrvertrag in Kraft getreten war, schien die internationale Nuklearpolitik in eine Ära der stabilen und gesicherten Zusammenarbeit zwischen Kernwaffenstaaten und Nichtkernwaffenstaaten einzumünden. In den frühen 70er Jahren galt allgemein die Erwartung, daß die weltweite Entwicklung der friedlichen Kernenergienutzung unter internationaler Kontrolle in ein zuverlässig funktionierendes Nichtverbreitungsregime eingebettet sei. Zweifel an der Zuverlässigkeit und Wirk-

samkeit des Atomwaffensperrvertrags führten jedoch in der zweiten Hälfte der 70er Jahre zu – hauptsächlich von den USA getragenen – Bestrebungen, den internationalen Nuklearhandel und Kenntnisaustausch rigoros einzuschränken. Darüber kam es zu zeitweise turbulenten Auseinandersetzungen, in deren Verlauf der internationale Konsens über die Nichtverbreitungspolitik zu zerbrechen drohte. Die Krise der internationalen Nuklearpolitik erschien in den 80er Jahren vorübergehend entschärft, hat sich aber am Beginn der 90er Jahre wieder dramatisch zugespitzt.

Krise der internationalen Nuklearpolitik

8.3.1 Die indische Bombe und ihre unmittelbaren Folgen

Die Zündung eines nuklearen Sprengkörpers am 17. Mai 1974 in Indien – einem Staat, der den Beitritt zum Atomwaffensperrvertrag hartnäckig verweigert – gab der internationalen Nuklearpolitik eine grundlegend neue Orientierung. Der Schock war besonders stark, weil das Bombenplutonium durch Wiederaufarbeitung von Elementen eines von Kanada gelieferten, mit amerikanischem Schwerwasser versehenen Reaktors – des Forschungsreaktors CIRUS – gewonnen worden war. Immerhin war aber die Wiederaufarbeitungsanlage rein indischer Konzeption. Auch die Fertigung und Zündung der Bombe geschahen ohne Hilfe technologisch entwickelter Länder.

indische Wiederaufarbeitungsanlage

Die vor allem durch dieses Ereignis bewirkte Wende in der amerikanischen Nichtverbreitungspolitik kann durch folgende Feststellung charakterisiert werden: Der NPT gestattet den Nichtkernwaffenstaaten, die versorgungswirtschaftlichen, industriellen und technologischen Voraussetzungen für die Produktion von Kernwaffen im eigenen Hoheitsgebiet oder – durch Exporte – in anderen Ländern zu schaffen, er untersagt nur, diese Möglichkeiten auch zu nutzen. Nunmehr sollten Nichtkernwaffenstaaten auch und schon daran gehindert werden, im Zuge ziviler Kernenergieentwicklung und -nutzung auf ihrem Hoheitsgebiet oder – durch Exporte – in anderen Ländern die Voraussetzungen für eine im Sinne des NPT mißbräuchliche Nutzung nuklearer Ausrüstungen und Materialien zu schaffen. Konkret hieß dies, »sensitive Technologien«, wie Urananreicherung und Wiederaufarbeitung, sollten fortan den Kernwaffenstaaten vorbehalten bleiben.

Verhinderung mißbräuchlicher Nutzung nuklearer Ausrüstungen

Bei dieser Lage mußte insbesondere das am 25. Juni 1975 unterzeichnete deutsch-brasilianische Atomabkommen zu Auseinandersetzungen Anlaß geben, weil in diesem Abkommen nicht nur die Lieferung von Reaktoren und Kernbrennstoffen in ein dem Sperrvertrag nicht beigetretenes Land vereinbart war, sondern auch die Mitwirkung beim Bau einer Urananreicherungs- und einer Wiederaufarbeitungsanlage auf der Grundlage des Know-how eines Vertragsstaates. Ähnliche Bedenken wurden von amerikanischer Seite gegen das am 23. Februar 1975 unterzeichnete nukleare Kooperationsabkommen zwischen Frankreich und dem Iran erhoben (dieser Vertrag sah eine Zusammenarbeit bei der Urananreicherung vor) sowie gegen die französische Zusage, Wiederaufarbeitungsanlagen an Pakistan und Südkorea zu liefern.

Die Vereinigten Staaten waren vor allem besorgt, daß diese Abkommen die Bezugsländer in den Stand setzen könnten, hoch angereicher-

tes Uran und Plutonium für Kernsprengkörper zu gewinnen. In der Tat haben die USA nur einmal das technische Know-how ihrer Anreicherung weitergegeben: an Großbritannien zur gemeinsamen Entwicklung der Atombombe während des Zweiten Weltkriegs. Auf dieser Grundlage wurde die Anlage in Capenhurst errichtet. Amerikanisches Wiederaufarbeitungs-Know-how wurde bisher in keinem Fall weitergegeben.

Anreicherungs-Know-how der USA

Im Dezember 1975 verabschiedete dann der amerikanische Kongreß auf Vorschlag des *Joint Committee on Atomic Energy* einstimmig eine Resolution, die den Präsidenten G. Ford aufforderte, wegen der wachsenden Bedrohung durch den Bau nationaler Anreicherungs- und Wiederaufarbeitungsanlagen unverzüglich Verhandlungen zur Verbesserung der Kontrollmaßnahmen durch die IAEO einzuleiten. Bei diesen Aktionen spielte auch der Wunsch mit, die lästige Konkurrenz der westeuropäischen Nuklearindustrie auszuschalten.

Es ist festzuhalten, daß der amerikanische Argwohn sich nicht nur gegen Länder richtete, die dem Atomwaffensperrvertrag ferngeblieben waren – vor allem Pakistan, Argentinien und Brasilien -, sondern auch gegen Länder wie Iran und Südkorea, die den Sperrvertrag unterzeichnet und ratifiziert hatten. Später wurden namentlich auch noch die NPT-Mitglieder Irak, Libyen und Nordkorea zum Kreis der proliferationsverdächtigen Länder gerechnet.

Im Falle des Abkommens mit Brasilien wurde den amerikanischen Argumenten entgegengehalten, daß das südamerikanische Land sich zum Abschluß einer umfassenden Kontrollvereinbarung mit der IAEO bereit erklärt hatte. Diese Vereinbarung, die im Februar 1976 in Kraft trat, unterwarf alle aus Deutschland nach Brasilien gelieferten nuklearen Anlagen, Materialien und Technologien der Sicherungskontrolle der IAEO. Da Brasilien damals über keinerlei kerntechnische Kapazität verfügte, war damit ein Zustand der »de facto full-scope safeguards« gegeben. Seitens der Bundesrepublik Deutschland wurde argumentiert, daß es besser wäre, ein Land wie Brasilien durch enge Kooperation unter internationaler Kontrolle in das Nichtverbreitungsregime einzubinden, als es durch Technologieverweigerung auf den Weg einer unkontrollierten nuklearen Eigenentwicklung zu drängen.

de facto full-scope safeguards

Brasilien ist (ebenso wie einige andere südamerikanische Länder) dem Atomwaffensperrvertrag nicht beigetreten. Brasilien hat jedoch bereits 1967 den Vertrag von Tlatelolco über die Schaffung einer atomwaffenfreien Zone in Lateinamerika unterzeichnet, ihn allerdings – ebenso wie Chile – nur mit dem Vorbehalt ratifiziert, daß auch alle anderen Staaten der Region den Vertrag in Kraft setzen. Der Vorbehalt galt dem gemeinsamen Nachbarn beider Länder, Argentinien, dessen Regierung den Vertrag von Tlatelolco 1967 zwar unterzeichnet, aber nicht ratifiziert hatte[6].

Vertrag von Tlatelolco

Argentinien, das in der Kerntechnik am weitesten fortgeschrittene Land Lateinamerikas, hat gegen den Atomwaffensperrvertrag stets heftig polemisiert, aber zugleich seine ausschließlich friedliche Absicht beteuert. Auch

[6] Als einziger Staat Lateinamerikas hat Kuba weder den Atomwaffensperrvertrag noch den Vertrag von Tlatelolco unterzeichnet. Die Weigerung Kubas scheint aber für die brasilianischen und chilenischen Vorbehalte nicht ausschlaggebend gewesen zu sein.

Urananreicherung in Argentinien

die offizielle Ankündigung des Vorsitzenden der argentinischen Atomenergiekommission am 18. November 1983, Argentinien habe den Bau einer Pilotanlage für die Urananreicherung vollendet und beherrsche damit den gesamten nuklearen Brennstoffzyklus, wurde mit der Versicherung verbunden, daß das Land allein an der friedlichen Kernenergienutzung interessiert sei und kein Spaltmaterial für Atomwaffen herstellen werde. Im September 1987 verkündete im Gegenzug der brasilianische Präsident J. Sarney, daß sein Land aus eigener Kraft eine Anreicherungsanlage nach dem Ultrazentrifugenverfahren entwickelt habe, aber die Herstellung von Kernwaffen weiterhin strikt ablehne.

Als Motiv für ein mögliches Streben nach Atomwaffen ist oft die traditionelle Rivalität zwischen Argentinien und Brasilien genannt worden. In den letzten Jahren haben sich jedoch die politischen Beziehungen zwischen den beiden Ländern sichtbar verbessert. Ein Abkommen über die Zusammenarbeit bei der friedlichen Nutzung der Kernenergie, das am 17. Mai 1980 unterzeichnet und im Dezember 1980 ratifiziert wurde, sieht den Austausch von nuklearen Ausgangsstoffen, Ausrüstungen und Dienstleistungen vor. Wirtschaftliche Schwierigkeiten haben in beiden Ländern den geplanten Ausbau der Kernenergie stark verlangsamt. Der zweifelhafte Status der »de facto full-scope safeguards« wurde indessen überwunden. Am 13. Dezember 1991 unterzeichneten die Präsidenten Argentiniens und Brasiliens in Wien ein Abkommen, das sämtliche Nuklearanlagen der beiden Länder den Sicherungskontrollen der IAEO unterwirft. Nachdem Argentinien und Chile im Januar 1994 ihre Vorbehalte gegen den Tlatelolco-Vertrag aufgegeben hatten, trat der Vertrag am 30. Mai 1994 schließlich auch für Brasilien in Kraft. Die Kernwaffenfreiheit Lateinamerikas (einschließlich der Karibik) ist damit praktisch vollendet.

Nuklearprogramme Argentiniens und Brasiliens

Die langjährigen Bedenken gegen die Nuklearprogramme Argentiniens und Brasiliens sind damit zu guter Letzt ausgeräumt. Allerdings muß man auch sehen, daß das deutsche Konzept der »Einbindung durch Kooperation« sich gegenüber den beiden lateinamerikanischen Ländern nur mit Einschränkungen bewährt hat. Bei ihren Entwicklungsarbeiten an »sensitiven« Nukleartechnologien, die bis in die späten 80er Jahre unter militärischer Kontrolle und Geheimhaltung betrieben wurden, haben Argentinien und Brasilien zwar die intensive wissenschaftlich-technische Zusammenarbeit mit Deutschland nicht eindeutig mißbraucht, aber doch unzweifelhaft von ihr profitiert. Sie haben – mit versöhnlichem Ausklang – bewiesen, daß im Zusammenhang mit einem friedlichen Kernenergieprogramm parallel der geheime Aufbau einer militärischen Nuklearkapazität möglich ist. Die früheren amerikanischen Bedenken wurden somit nachträglich zumindest teilweise bestätigt.

8.3.2 Der Suppliers Club

Angesichts der neuen Lage nach der indischen Kernexplosion schlug der amerikanische Präsident R. Nixon auf der durch das Vorgehen der OPEC

ausgelösten Energiekonferenz im September 1974 in Washington den übrigen Teilnehmerstaaten den Bau gemeinsamer Anreicherungsanlagen vor. Dadurch sollten die inzwischen aufgekommenen Zweifel an der Lieferbereitschaft der USA ausgeräumt werden. Der amerikanische Kongreß war aber nach der durch Vietnam und Watergate ausgelösten Krise nicht mehr bereit, dem Präsidenten auf diesem Wege zu folgen. Im Gegenteil, der Druck auf die übrigen Länder mit entwickelter Nuklearindustrie wurde mehr und mehr verstärkt, um diese auf die Linie der amerikanischen Nichtverbreitungsvorstellungen zu bringen. So wurde Frankreich zunächst veranlaßt, seine für den Export nach Pakistan bestimmte Wiederaufarbeitungsanlage auf »Coprocessing« umzustellen und dann die Exportgenehmigung an für das Abnehmerland nicht mehr akzeptable Bedingungen zu knüpfen; im August 1978 wurde der Kontrakt offiziell gekündigt[7]. Auf amerikanischen Druck und nach Zusicherung erweiterter amerikanischer Militärhilfe verzichtete 1977 auch Südkorea auf die in Frankreich bestellte Wiederaufarbeitungsanlage. Schon vorher, am 16. Dezember 1976, hatte die französische Regierung erklärt, »bis auf weiteres« keine Genehmigung für den Export von Wiederaufarbeitungsanlagen mehr zu erteilen.

gemeinsame Anreicherungsanlagen

Nachdem mit der islamischen Revolution im Iran das ehrgeizige Kernenergieprogramm dieses Landes zusammengebrochen war, blieb von den kontroversen Vereinbarungen der 70er Jahre über die Lieferung »sensitiver« Nukleartechnologie schließlich nur noch das deutsch-brasilianische Abkommen übrig. Trotz heftiger Vorwürfe, vor allem aus dem amerikanischen Kongreß, bestand die Bundesregierung darauf, daß der in langen Verhandlungen ausgearbeitete Vertrag uneingeschränkt gültig bleibe. Im übrigen verpflichtete sich die Bundesregierung – hierin dem französischen Beispiel folgend – in einer Erklärung vom 17. Juni 1977, »bis auf weiteres« keine Exportanträge für Wiederaufarbeitungsanlagen und -technologien mehr zu genehmigen. (Es wurde nicht ausdrücklich gesagt, gilt aber als sicher, daß diese Selbstbeschränkung auch den Export von Anreicherungsanlagen betrifft.) Faktisch ist seitdem ein weltweites Embargo für »sensitive« Nukleartechnologien in Kraft.

deutsch-brasilianisches Abkommen

Nach diesen im ganzen nur begrenzt erfolgreichen Bemühungen, im Rahmen der alten Ordnung fortzufahren, einigten sich 1975 auf Initiative des damaligen amerikanischen Außenministers H. Kissinger in zunächst geheimgehaltenen Gesprächen die wichtigsten Lieferländer für Kernenergieanlagen – USA, Sowjetunion, Großbritannien, Frankreich, Kanada, Deutschland und Japan – auf gemeinsame Richtlinien für Nuklearexporte. Diesem »London Suppliers Club« traten im Laufe der folgenden Jahre weitere Länder aus

London Suppliers Club

[7] Wenige Monate später wurde jedoch bekannt, daß Pakistan sich zum Teil auf illegalen Wegen in verschiedenen europäischen Ländern die Technologie und wichtige Einzelteile für den Bau einer Urananreicherungsanlage nach dem Zentrifugenverfahren beschafft hatte. Diese Anlage, die keiner internationalen Kontrolle unterliegt, soll nach pakistanischen Regierungsangaben inzwischen fertiggestellt sein. Pakistans Programm der friedlichen Kernenergienutzung ist seit Jahren praktisch blockiert, weil alle nuklearen Lieferländer (mit Ausnahme Chinas) die nukleare Zusammenarbeit mit Pakistan eingestellt haben.

West und Ost bei, darunter Italien, Belgien, die Niederlande, Polen, die Tschechoslowakei, die DDR, Schweden, die Schweiz, Australien, Finnland, Dänemark, Griechenland, Luxemburg, Irland und Bulgarien. Bereits 1984 erklärte auch Südafrika seine Absicht, sich künftig an die Exportrichtlinien des Londoner Clubs zu halten.

Die erst im November 1977 offiziell bekanntgegebenen und im Januar 1978 bei der IAEO hinterlegten »Richtlinien« des Clubs waren ein Kompromiß zwischen dem von den USA, von Kanada und von Großbritannien geforderten vollständigen Verbot des Transfers »sensitiver Anlagen« an dem Club nicht angehörende Länder und der vor allem von Frankreich und Deutschland vertretenen Forderung, sich freiwillig zurückzuhalten und die Kontrollen zu verstärken. Die folgenden Punkte der endgültig verabschiedeten Richtlinien sind von Bedeutung:

— Die in der sogenannten Trigger List genannten sensitiven Anlagen und Anlagenkomponenten – vor allem Anlagen zur Urananreicherung und zur Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen einschließlich des dazu erforderlichen Know-how – dürfen nur exportiert werden, sofern die Anwendung der IAEO-Safeguards sichergestellt ist, d.h. das Empfängerland sich insoweit den IAEO-Kontrollen unterwirft[8].

— Von dem Empfängerland wird verlangt, daß es auch solche Anlagen oder deren kritische Komponenten den IAEO-Safeguards unterwirft, die unter Verwendung transferierter sensitiver Anlagen, Anlagenteile oder Technologien entwickelt werden.

prior consent

— Auch der weitere Export bzw. Transfer sensitiver Anlagen usw. soll nur zulässig sein, wenn die Erstlieferanten ihre Zustimmung geben (»prior consent«) und die empfangenden Drittstaaten IAEO-Kontrollen akzeptieren.

Diese im Januar 1978 der IAEO übergebenen Richtlinien galten nicht rückwirkend, also auch nicht für die beiden umstrittenen Nuklearabkommen zwischen Deutschland und Brasilien und zwischen Frankreich und Pakistan. Deutschland machte aber zutreffend geltend, daß die angenommenen Regeln dem deutsch-brasilianischen Abkommen bereits zugrunde gelegt waren, diesem Abkommen daher geradezu Modellcharakter zuzusprechen sei.

Schon lange vor Bekanntgabe ihrer Ergebnisse begegneten die Verhandlungen des Suppliers Club bei den Bezieherländern, vor allem in der Dritten Welt, außerordentlichem Mißtrauen. Diese werteten die erzielten Vereinbarungen durchweg als Diktat und befürchteten, in ihrer zukünftigen wirtschaftlichen Entwicklung dadurch nachhaltig beschränkt zu werden.

Auch in der Besorgnis, daß die abgesprochenen Restriktionen bei den Empfängerländern einen »Counter-feed-back«-Effekt auslösen könnten, führte die Entwicklung schließlich zu einer Beteiligung auch der Abnehmerländer an den Untersuchungen und Entscheidungen im Rahmen des INFCE-Programms (siehe unten).

[8] Die Trigger List geht auf das nach dem Vorsitzenden des zuständigen Ausschusses der IAEO benannte Zangger-Memorandum von 1974 zurück und ist praktisch identisch mit der Kernenergie-Liste des deutschen Außenwirtschaftsgesetzes für die einer Ausfuhrgenehmigungspflicht unterliegenden Erzeugnisse.

8.3.3 Uranexportrestriktionen von Kanada und Australien

Dem durch die Zündung des indischen Kernsprengkörpers in besonderem Maße betroffenen, ja schuldbewußten Kanada ging der Suppliers Club mit seinen Nichtverbreitungsmaßnahmen nicht weit genug. Teilweise unterstützt von den USA und von Australien, versuchte dieses Land daher, seine marktbeherrschende Stellung bei der Versorgung der westlichen Welt mit Natururan zu nutzen, um seine Vorstellungen durchzusetzen. Kanada forderte insbesondere, daß jede Anreicherung, Wiederaufarbeitung und Lagerung kanadischen Urans in der Europäischen Gemeinschaft vorheriger Genehmigung bedürfe, eine Bedingung, die die Gemeinschaft keinesfalls akzeptieren wollte. Dies führte zu einem Uranlieferstopp Kanadas nach Europa ab dem 1. Januar 1977, der erst mit einer am 16. Januar 1978 ausgehandelten Kompromißformel beendet wurde. Auch Australien drohte mit einem Lieferboykott.

kanadisches Uran

Sowohl Kanada als auch Australien haben sich anschließend mit der Europäischen Gemeinschaft über neue Grundsätze für die Handhabung von Uranlieferungen geeinigt.

Kanada schloß mit EURATOM ein neues Lieferabkommen, das nach schwierigen Verhandlungen am 1. Januar 1982 in Kraft trat. Die ursprünglich von kanadischer Seite vorgebrachte Absicht, jede Wiederaufarbeitung des von Kanada gelieferten Spaltmaterials in Europa zu verbieten oder zumindest einer von Fall zu Fall einzuholenden Genehmigung (»prior consent«) zu unterwerfen, ist damit fallengelassen worden. Der kanadische Partner erhielt von EURATOM zwar ein prinzipielles Vetorecht eingeräumt. Nach dem neuen Abkommen gilt die Einwilligung Kanadas zur Wiederaufarbeitung jedoch als erteilt, wenn EURATOM nachweist, daß die Verwendung des kanadischen Materials gemäß den vereinbarten Grundsätzen erfolgt. Zu diesen Grundsätzen gehören eine Informations- und Konsultationspflicht bezüglich der Kernenergieprogramme der Gemeinschaft und ihrer Mitgliedstaaten, die Zusicherung der ausschließlich friedlichen Verwendung des gelieferten Spaltmaterials unter internationaler Kontrolle und die Gewährleistung eines zuverlässigen Objektschutzes.

Lieferabkommen Kanada/EURATOM

Die Vereinbarung mit Kanada wurde erleichtert durch den Abschluß eines Abkommens zwischen EURATOM und Australien, das am 21. September 1981 in Kraft trat. Auch hier wurde die fallweise Zustimmung zur Wiederaufarbeitung australischen Urans ersetzt durch ein generelles Einverständnis, das als erteilt gilt, wenn die Verwendung des Spaltmaterials im Einklang mit den Erfordernissen der Nichtverbreitung nach vorheriger Konsultation mit der australischen Regierung erfolgt.

australisches Uran

Die Abkommen mit Australien und Kanada gewährleisten in den nuklearen Außenbeziehungen der Europäischen Union und ihrer Mitgliedsländer jenes Element der Kalkulierbarkeit und Kontinuität, das für die Planung und Abwicklung eines langfristigen Kernenergieprogramms unerläßlich ist. Zwar ist nicht völlig auszuschließen, daß bei grundlegenden innenpolitischen

Veränderungen die Vertragspartner von ihrem Einspruchsrecht Gebrauch machen könnten. Indessen ist mit der Einigung auf allgemeine Grundsätze und langfristige Programmziele eine Gemeinsamkeit der Nichtverbreitungs- und Kernenergiepolitik festgestellt und in einem Abkommen rechtskräftig festgehalten worden, bei der eine Infragestellung die Interessen des Partners schwerwiegend schädigen würde und deshalb wohl nur unter Ausnahmebedingungen denkbar wäre[9].

Für die Europäische Union stellten die Abkommen mit Australien und Kanada einen positiven Schritt zur einvernehmlichen Festigung des internationalen Nichtverbreitungsregimes dar. Die Union hat aber bisher vergeblich versucht, das Modell dieser Abkommen auch für die Neuregelung ihrer Beziehungen mit den USA durchzusetzen.

8.3.4 Der US Nuclear Non-Proliferation Act von 1978

Das Problem einer Verhinderung der Ausbreitung von Kernwaffen erhielt besondere Aktualität und vor allem erhöhte Dringlichkeit, als der demokratische Kandidat J. Carter im amerikanischen Präsidentschaftswahlkampf 1976 dieses Thema aufgriff und verlangte, die amerikanische Nuklearpolitik grundlegend zu überprüfen. Bereits während der Amtszeit der Präsidenten R. Nixon und G. Ford war der amerikanische Kongreß besorgt, es werde nicht genug unternommen, um eine Weiterverbreitung von Kernwaffen zu verhindern. Dies zeigte sich in zahlreichen Novellierungsvorschlägen zu den geltenden amerikanischen Gesetzen über Nuklearexporte. Zu Beginn der Amtszeit des neuen Präsidenten J. Carter verstärkten sich diese Kongreßinitiativen[10]. Sie führten im Ergebnis zu dem am 10. März 1978 durch Präsident J. Carter unterzeichneten und in Kraft gesetzten »US Nuclear Non-Proliferation Act of 1978« (NNPA 78), einem Text, der (in seiner Vorfassung) das Repräsentantenhaus ohne Gegenstimmen passierte und vom Senat mit 88 gegen 3 Stimmen verabschiedet wurde.

US Nuclear Non-Proliferation Act

Die wichtigsten über die geltenden Regelungen (einschließlich der Richtlinien des Suppliers Club) hinausgehenden Bestimmungen dieses neuen Gesetzes waren die folgenden:

(1) An einen Nichtkernwaffenstaat darf amerikanisches Nuklearmaterial nur geliefert werden, wenn er zum Zeitpunkt der Exportbewilligung alle seine

[9] Die Tragfähigkeit des neuen Arrangements wurde erstmals auf die Probe gestellt, als die australische Labour-Regierung im Herbst 1983 aus Protest gegen die französischen Kernwaffentests im Pazifik ein Uranlieferembargo gegen Frankreich verhängte. Frankreich blieb seitdem von australischen Uranlieferungen formell ausgeschlossen. Wegen der Freizügigkeit für Kernbrennstoffe in der Europäischen Union können jedoch Lieferungen aus anderen EURATOM-Ländern nach Frankreich – auch wenn es sich um australisches Uran handelt – nicht verhindert werden. Australien hat sich mit diesem Sachverhalt stillschweigend abgefunden.

[10] Dazu trug auch die als Atombericht der Ford Foundation bekanntgewordene Stellungnahme einer einflußreichen Expertengruppe bei. Siehe: *Nuclear Power: Issues and Choices*, (Report of the Nuclear Energy Policy Study Group, sponsored by the Ford Foundation and administered by the MITRE Corporation), Cambridge 1977 (deutsch: *Das Veto. Der Atombericht der Ford Foundation*, Frankfurt/M. 1977).

Nuklearanlagen der IAEO-Sicherungskontrolle unterworfen hat (»full-scope safeguards«-Prinzip).

(2) Die USA müssen der Weitergabe und der Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen amerikanischen Ursprungs vorher zustimmen (»prior consent«). Das gilt auch für den Retransfer innerhalb der Europäischen Union, ungeachtet der Tatsache, daß die bestehenden Kooperationsabkommen zwischen den USA und EURATOM die uneingeschränkte Freizügigkeit auch von amerikanischen Kernbrennstoffen im Gemeinsamen Markt ebenso anerkennen wie das Recht auf Wiederaufarbeitung.

prior consent für Wiederaufarbeitung

(3) Alle mit den USA abgeschlossenen Nuklearabkommen sind innerhalb einer Frist von zwei, gegebenenfalls drei Jahren mit den Bestimmungen des neuen Gesetzes in Einklang zu bringen, die Bereitschaft zur »Neuverhandlung« ist innerhalb von dreißig Tagen nach Inkrafttreten des Gesetzes zu erklären.

(4) Länder, die eine den Zielen und Bestimmungen des NNPA 78 zuwiderlaufende Politik verfolgen, sind von jeder nuklearen Zusammenarbeit mit den Vereinigten Staaten auszuschließen.

Ein Kerngedanke des NNPA 78 war die Feststellung, daß nicht nur die Verbreitung von Kernwaffen, sondern auch die Verbreitung der Fähigkeit zur Herstellung von Kernwaffen als Gefährdung der nationalen Sicherheitsinteressen der USA anzusehen sei. Deshalb sollten alle Nichtkernwaffenstaaten veranlaßt werden, nicht nur auf die Verwendung von waffenfähigen Kernmaterialien (Plutonium und hochangereichertes Uran), sondern auch auf den Besitz von Anlagen zu ihrer Herstellung möglichst ganz zu verzichten. Kennzeichnend für das Gesetz war also das Bestreben, nicht nur die nuklearen Handelsbeziehungen mit Drittstaaten, sondern darüber hinaus auch deren nationale Entscheidungen über die Gestaltung des Kernbrennstoffkreislaufs zu beeinflussen.

Gefährdung der nationalen Sicherheitsinteressen der USA

8.3.5 Die Kritik der Abnehmerländer

Die unmittelbaren Reaktionen der betroffenen westlichen Industrieländer auf die Verabschiedung der NNPA 78 waren durchweg negativ. Die Europäische Gemeinschaft, die wegen ihres für alle EU-Staaten geltenden Versorgungsmonopols als Vertragspartner der USA fungierte, unterließ die binnen dreißig Tagen geforderte Zustimmung zur Neuverhandlung der laufenden Verträge, weil dieses Ultimatum gegen das geltende *Agreement for Cooperation* mit den USA verstoße – ganz abgesehen davon, daß der völkerrechtliche Grundsatz »pacta sunt servanda« unbeachtet blieb. Die Europäische Gemeinschaft – unter Einschluß Frankreichs – bekundete am 7. Juli 1978 aber »Gesprächsbereitschaft«, also erklärtermaßen weniger als die im NNPA 78 geforderte »Zustimmung«. Der daraufhin drohende Abbruch der nuklearen Kooperation zwischen den USA und den EU-Ländern wurde abgewendet, indem der amerikanische Präsident J. Carter die am 10. März 1980 ablaufende Zweijahresfrist, binnen der Verhandlungen für eine Anpassung der Verträge geführt werden sollten, durch eine »im Interesse der Sicherheit der Vereinigten Staaten erforderliche« Fristverlängerung (»waiver«) vorläufig um ein Jahr verlängerte.

drohender Abbruch der Nuklearkooperation USA/EG

Über die Anwendung und Auswirkungen des NNPA 78 kam es zu einer internationalen Kontroverse, in der die USA auf der einen, Westeuropa und Japan auf der anderen Seite ihre gegensätzlichen Positionen in zeitweise schroffer Form artikulierten. Die Differenzen lassen sich auf fünf grundsätzliche Meinungsverschiedenheiten zurückführen:

Recht auf friedliche Nutzung der Kernenergie

(1) Die Nichtkernwaffenstaaten in Westeuropa und Japan, in ihrer Mehrzahl zugleich Bündnispartner der USA, hatten den Atomwaffensperrvertrag (NPT) in der Erwartung unterzeichnet, damit eine Vorleistung zur Verringerung der weltweiten nuklearen Bedrohung zu leisten. Aufgrund der im NPT enthaltenen und von den USA regelmäßig bestätigten Zusicherung des uneingeschränkten Rechts auf friedliche Nutzung der Kernenergie und zugleich auch des Anspruchs auf ausreichende Versorgung mit Kernbrennstoffen und Ausrüstungsgütern hatten sich diese Länder aber auch technisch und wirtschaftlich eng mit den USA verbunden und zu einem Teil auf eigenständige Entwicklungen und Realisationen verzichtet, so beispielsweise auf dem Gebiet der Urananreicherung und der Wiederaufarbeitung. Bei dieser Lage werteten diese Länder die einseitig von den USA vorgenommene Aufkündigung vertraglicher Verpflichtungen als einen groben Vertrauensbruch, der zudem als besonders unfair empfunden wurde und empfunden werden mußte, weil hierbei die keineswegs der Herstellung von Atombomben verdächtigen Bündnispartner der USA genauso behandelt, d.h. auf die gleiche Stufe gestellt wurden, wie atombombenverdächtige Länder, etwa Indien.

Technik der Wiederaufarbeitung bekannt

(2) In dem Bestreben, die Gefahr einer Ausbreitung von Kernwaffen soweit wie möglich zu verhindern, standen Westeuropa und Japan den USA nicht nach. Uneinigkeit bestand somit nicht über das Ziel, sondern ausschließlich über den Weg, wie man dieses Ziel erreichen könnte. Westeuropa und Japan vertraten die Auffassung, daß die Verbreitung der Nukleartechnologie irreversibel stattgefunden habe. Vor allem sei die Technik der Wiederaufarbeitung abgebrannter Kernbrennstoffe weithin bekannt. In wenigstens vierzehn Ländern wurden am Ende der 70er Jahre Wiederaufarbeitungsanlagen als Versuchsanlagen oder gar in industriellem Maßstab betrieben. Mit einer Wiederaufarbeitungssperre ließe sich die Gefahr einer Verbreitung von Kernsprengstoffen somit nicht nachhaltig ausräumen. Zudem gebe es einfachere und gefahrlosere Wege der Bombenherstellung als die Abzweigung und Aufarbeitung von Kernbrennstoffen.

(3) Mit der Ratifizierung des Atomwaffensperrvertrags hatten die Nichtkernwaffenstaaten eine sicherheitspolitische Diskriminierung gegenüber den Kernwaffenstaaten hingenommen. Es wäre diesen Staaten nicht zuzumuten, die mit der neuen amerikanischen Politik verbundene zusätzliche und dauernde Diskriminierung auch bei der friedlichen Kernenergienutzung zu akzeptieren. Bei den NPT-Überprüfungs-

konferenzen hatten zahlreiche Nichtkernwaffenstaaten unter Berufung auf Artikel IV des Vertrags bereits darauf gedrängt, die faktische Benachteiligung in der Kernenergienutzung abzubauen. Man dürfe den Graben zwischen Kernwaffenstaaten und Nichtkernwaffenstaaten nicht noch weiter vertiefen. Sonst wäre zu erwarten, daß alle Bemühungen scheitern würden, weitere bislang abseits stehende Länder zum Vertragsbeitritt zu bewegen.

(4) Einen besonderen Streitpunkt bildete die Plutoniumnutzung. Anders als die USA verfügen weder die Länder Westeuropas noch Japan über große, zu wirtschaftlichen Bedingungen abbaubare Uranvorräte. Auch mit Rücksicht auf die Begrenzung der weltweit verfügbaren Reserven an Uran hatten sich die wichtigsten dieser Länder für die Wiederaufarbeitung und für den Bau von Schnellen Brütern entschieden – übrigens auch in der Erwartung, daß die hierdurch auf längere Sicht verminderte Nachfrage nach Uran zu einer Stabilisierung des Preisniveaus führen würde. Obwohl dieser Aspekt angesichts fallender Uranpreise und stagnierender Energienachfrage bereits in den 70er Jahren nur noch von untergeordneter Bedeutung schien, hielten Frankreich, Großbritannien, Deutschland und Japan – wie übrigens auch die Sowjetunion und Indien – unbeirrt daran fest, sich die Brüternutzung als längerfristige Zukunftsoption offenzuhalten[11].

Plutoniumnutzung in Schnellen Brütern

Die Bundesregierung hatte sich zudem auf das »integrierte Entsorgungskonzept« unter Einschluß der Wiederaufarbeitung eindeutig und nach damaliger Auffassung unwiderruflich festgelegt, mit der Wirkung, daß – auch aufgrund gerichtlicher Entscheidung (Beschluß des Oberverwaltungsgerichts Lüneburg vom 17. Oktober 1977) – ohne »Entsorgungsnachweis« der Bau und die Inbetriebnahme von Kernkraftwerken nicht genehmigt werden durfte.

integriertes Entsorgungskonzept

(5) In den energiewirtschaftlichen und industriepolitischen Planungen der 70er Jahre spielte die Kerntechnik eine herausragende Rolle. In weit höherem Maße als die USA setzten Japan und zahlreiche Länder Westeuropas auf die Kernenergie, um die riskante Abhängigkeit von Energieimporten aus dem Nahen Osten zu vermindern. Hochgespannte Erwartungen verbanden sich mit dem Export von Kernkraftwerken. Nominell leistete der Nuklearexport zwar stets nur einen geringfügigen Beitrag zur Handelsbilanz der Industrieländer. Als Demonstrationsobjekt einer hochtechnisierten Wirtschaft gegenüber dem Ausland aber hatten Kernkraftwerke einen kaum zu überschätzenden Wert. Im Wettbewerb der Industrieländer spielte die Kerntechnik zeitweise eine symbolträchtige Schlüsselrolle[12].

Nuklearexport

[11] Als Konsortialpartner Frankreichs zählte auch Italien, als Konsortialpartner der Bundesrepublik Deutschland zählten außerdem Belgien und die Niederlande zum Kreis der anerkannten Brüterinteressenten.

[12] Vgl. hierzu W. Walker und M. Lönnroth: *Nuclear Power Struggles: Industrial Competition and Proliferation Control*, London 1983.

Es war deshalb bezeichnend, daß die Kritik am NNPA 78 am entschiedensten von jenen Ländern vorgebracht wurde, die sich von der neuen amerikanischen Gesetzgebung zugleich als Lieferanten und als Empfänger nuklearer Güter und Dienstleistungen betroffen sahen. Die im Nuklearexport besonders engagierten europäischen Länder – voran Frankreich, Deutschland und die Schweiz – verwahrten sich beharrlich gegen amerikanische Vorhaltungen, die den Europäern gelegentlich eine laxe Geschäftsmoral in der Nichtverbreitungspolitik unterstellten. Die europäischen Regierungen bestanden darauf, daß nicht einseitige Restriktionen der kerntechnischen Entwicklung, sondern intensive internationale Austauschbeziehungen und Kooperationsvereinbarungen zum Ausbau der Kernenergie unter internationaler Kontrolle das bevorzugte Instrument einer effektiven Nichtverbreitungspolitik sein sollten. Die Berücksichtigung kommerzieller Interessen der Nuklearindustrie mußte in dieser Sicht keineswegs anstößig sein. Vielmehr sollte das Gewicht legitimer wirtschaftlicher Interessen bei der friedlichen Kernenergienutzung dienstbar gemacht werden, um nukleare Kooperationspartner in ein Netz wechselseitig vorteilhafter Verhaltensregeln und Kontrollvereinbarungen einzubinden. Aus der Sicht der Regierungen Westeuropas und Japans hatten die USA mit dem NNPA 78 gegen eine bewährte Praxis verstoßen, die von den USA selbst mit dem Programm »Atoms for Peace« initiiert und mit dem Atomwaffensperrvertrag weltweit legitimiert wurde.

effektive Nichtverbreitungspolitik

8.3.6 INFCE

In den nuklearpolitischen Turbulenzen der 70er Jahre drohte der für das internationale Nichtverbreitungsregime unentbehrliche Konsens der wichtigsten Akteure auseinanderzubrechen. Gleichzeitig wuchs das Bedürfnis, in einem Dialog der Sachverständigen die komplexen Zusammenhänge von Kerntechnik, Kernenergienutzung und Kernwaffenverbreitung auf dem neuesten Kenntnisstand zu erörtern, um auf diese Weise auch die verschiedenen politischen Interessen zu klären und womöglich einander anzunähern. Diesem Bedürfnis entsprach eine Initiative des amerikanischen Präsidenten J. Carter, der am 7. April 1977 angeregt hatte, sämtliche Aspekte des nuklearen Brennstoffkreislaufs im Rahmen eines internationalen Programms umfassend zu beurteilen und zu bewerten.

INFCE = International Nuclear Fuel Cycle Evaluation

Der amerikanischen Einladung, an der Expertenkonferenz »International Nuclear Fuel Cycle Evaluation (INFCE)« teilzunehmen, folgten insgesamt sechzig Länder unterschiedlicher politischer und sozialer Struktur, nämlich sämtliche Länder des London Suppliers Club (siehe oben Kapitel 8.3.2) sowie unter anderen Ägypten, Algerien, Argentinien, Brasilien, Indien, Indonesien, Israel, Jugoslawien, Südkorea und Pakistan. Damit konnten Länder verschiedenster Stellung zur Kernenergie für eine Teilnahme gewonnen werden: Uranliefer- und -bezieherländer, Länder mit und ohne eine entwickelte Nuklearindustrie, Kernwaffenstaaten und Nichtkernwaffenstaaten. An der

INFCE nahmen ferner vier internationale Organisationen teil: IAEO, EG, IEA und NEA.

Bei der Organisationskonferenz vom 19. bis zum 21. Oktober 1977 in Washington bestätigten die Vertreter der Teilnehmerländer, daß INFCE eine – im Ergebnis weder für die Teilnehmer noch für die Regierungen verbindliche – technische und analytische Untersuchung und keine Verhandlung sein sollte. Die Regierungen sollten in den Stand gesetzt werden, die Ergebnisse von INFCE bei ihrer Kernenergiepolitik und bei Diskussionen über nukleare Kooperationen und damit zusammenhängende Kontrollen und Sicherungsmaßnahmen zu berücksichtigen.

INFCE-Schlußbericht

Die INFCE-Konferenz fand nach zweijähriger Dauer mit einer Plenarsitzung vom 25. bis zum 27. Februar 1980 in der Wiener Hofburg ihr Ende. Zu dem Schlußbericht von etwa 1 700 Seiten hatten 519 Experten aus 46 Ländern Beiträge geleistet[13]. Nach den Feststellungen der Plenarkonferenz hat INFCE drei Thesen bestätigt:

daß die Kernenergie voraussichtlich bei der Deckung des Energiebedarfs der Welt eine immer größere Rolle spielen wird und deshalb zu diesem Zweck allgemein zur Verfügung stehen sollte,

daß wirksame Maßnahmen ergriffen werden können und müssen, um den spezifischen Bedürfnissen der Entwicklungsländer im Bereich der friedlichen Nutzung der Kernenergie gerecht zu werden, und

daß wirkungsvolle Maßnahmen ergriffen werden können und müssen, um die Gefahr einer Kernwaffenverbreitung auf ein Mindestmaß herabzusetzen, ohne die Energieversorgung oder die Entwicklung der friedlichen Nutzung der Kernenergie zu beeinträchtigen.

Plutoniumnutzung

Im Hinblick auf die vom NNPA 78 verpönte und von seinen Kritikern befürwortete Plutoniumnutzung kam INFCE zu folgenden Bewertungen:

1. Derzeit besteht zumindest aus technischen Gründen keine Notwendigkeit, zwischen den beiden alternativen Optionen – längerfristige Lagerung der abgebrannten Brennelemente oder alsbaldige Wiederaufarbeitung – zu entscheiden.
2. Kein Brennstoffkreislauf ist einem anderen gegenüber unter allen denkbaren Bedingungen wirtschaftlich überlegen. Das gilt vornehmlich bei einem Vergleich der drei Varianten des Uran-Plutonium-Kreislaufs: LWR im Wegwerfzyklus, LWR mit Uran- und Plutoniumrückführung, LWR-SNR-Zyklus.
3. Uran- und Plutoniumrückführung in Leichtwasser-Reaktoren (thermische Rezyklierung) verspricht kaum Kostenvorteile, verbessert aber die Sicherheit der Energieversorgung.

   thermische Rezyklierung

4. Die mißbräuchliche Abzweigung von Kernbrennstoffen aus einem Brennstoffzyklus ist weder der einfachste noch der effizienteste Weg zur Erlangung von Bombenmaterial.

[13] Der Schlußbericht und die Berichte der verschiedenen Working Groups wurden anschließend von der IAEO in englischer Sprache veröffentlicht: *International Nuclear Fuel Cycle Evaluation (INFCE)*, 9 Bde., Wien 1980.

5. Alle Brennstoffkreisläufe können für die Abzweigung von Bombenmaterial mißbraucht werden. Kein Brennstoffkreislauf sollte daher allein deshalb ausgeschlossen werden.
6. Richtiger wäre es, diejenigen Abschnitte der verschiedenen Brennstoffkreisläufe zu identifizieren, die »sensitiv« für eine mögliche Proliferation sind. Im Uran-Plutonium-Zyklus sind folgende Abschnitte am sensitivsten:

sensitive Bereiche der Brennstoffkreisläufe

   - die Wiederaufarbeitung und Brennelementherstellung,
   - die Lagerung von Plutonium,
   - der Plutoniumtransport.

7. Die Gefahr eines Mißbrauchs von Wiederaufarbeitungsanlagen kann mit technischen Mitteln, durch Sicherungskontrollen und durch institutionelle Maßnahmen vermindert werden.
8. Das Proliferationsrisiko kann durch den Betrieb von Wiederaufarbeitungsanlagen auf multinationaler Basis, durch die Schaffung von regionalen Brennstoffzentren unter IAEO-Verwaltung, durch die Errichtung einer Internationalen Kernenergiebehörde oder durch ein internationales Lagerungssystem für Überschußplutonium vermindert werden.

Zusammenfassend ist festzustellen, daß INFCE keine überraschend neuen Erkenntnisse und auch kaum eine Annäherung der unterschiedlichen politischen Standpunkte in der internationalen Nichtverbreitungsdebatte erbrachte. Die Ergebnisse der Beratungen wurden von allen Seiten auch ausdrücklich als politisch nicht verpflichtend (»findings, not bindings«) bezeichnet. Dennoch ist die Konferenz als wichtiger Meilenstein in der Entwicklung der internationalen Nuklearpolitik zu werten. INFCE bewies, daß auch in einer Periode wechselseitigen Mißtrauens und gereizter Vorwürfe ein komplexer technischer Zusammenhang von einem weltweiten Expertenforum sachlich und konstruktiv erörtert werden kann. Die Beratungen erzeugten ein geschärftes Bewußtsein für die Notwendigkeit und Möglichkeit einer verantwortungsvollen Nichtverbreitungspolitik in internationaler Abstimmung, aber auch ein besseres Verständnis für die unterschiedlichen Interessen und Handlungsspielräume der beteiligten Staaten. Nicht zuletzt führte INFCE zu der – eigentlich selbstverständlichen, aber gelegentlich verdrängten – Erkenntnis zurück, daß die Gefahr der nuklearen Proliferation nicht in erster Linie ein technisches, sondern ein politisches Problem ist, zu dessen Bewältigung in erster Linie nicht technische Vorkehrungen (»technical fix«), sondern politische Maßnahmen erforderlich sind.

Nichtverbreitungspolitik

8.3.7 Internationale Nichtverbreitungspolitik in den 80er Jahren

Konsolidierung der Nichtverbreitungspolitik

Nach den erregten Debatten und zeitweise schrillen Dissonanzen der 70er Jahre trat die Nichtverbreitungspolitik in den 80er Jahren in ein Stadium der Beruhigung, Verstetigung und Konsolidierung ein. Mehrere Faktoren trugen dazu bei: eine konziliantere Haltung der amerikanischen Regierung; eine nüchternere Einschätzung der europäischen Interessen; eine

weltweite Stagnation der Kernenergie; und eine scheinbare Stabilisierung der globalen Proliferationstrends.

8.3.7.1 Die Haltung der amerikanischen Regierung

Mit dem »Nuclear Non-Proliferation Act of 1978« hatten die USA im Interesse ihrer Nichtverbreitungspolitik eine zeitweise deutlich spürbare Belastung ihrer Beziehungen zu den westlichen Verbündeten und nuklearen Kooperationspartnern in Kauf genommen. Der Wechsel im Präsidentenamt von dem Demokraten J. Carter, dem die Nichtverbreitungspolitik ein sehr persönliches Anliegen von höchster Priorität war, zu dem Republikaner R. Reagan, der sich daran zunächst gänzlich uninteressiert zeigte, weckte Erwartungen, daß damit auch eine grundlegende Wende in der offiziellen amerikanischen Haltung erfolgen werde.

Diese Erwartungen haben sich im wesentlichen nicht erfüllt. Es zeigte sich, daß die nuklearpolitischen Interessen der USA über die Parteigrenzen hinweg auf einem relativ breiten und stabilen öffentlichen Konsens basieren. Außerdem wurde erkennbar, daß die Bestimmungen des NNPA 78 der Handlungsfreiheit des Präsidenten grundsätzlich enge Grenzen setzen, im einzelnen von ihm aber auch recht flexibel gehandhabt werden können. Eine Novellierung des umstrittenen Gesetzes, die anfangs von der Reagan-Administration erwogen wurde, steht heute nicht mehr auf der Tagesordnung; sie würde im Kongreß auch schwerlich eine Mehrheit finden. Neue Orientierungen der amerikanischen Nuklearpolitik halten sich deshalb in dem vom NNPA 78 gesetzten Rahmen.

amerikanische Nuklearpolitik

Unter R. Reagan und seinem Nachfolger G. Bush bemühte sich die amerikanische Administration, bei der Anwendung der gesetzlichen Nichtverbreitungs- und Exportvorschriften deutlich zwischen zuverlässigen und unzuverlässigen Partnern zu unterscheiden. Als Kriterium der Zuverlässigkeit sollte dabei nicht allein die Zugehörigkeit zum Atomwaffensperrvertrag gelten, sondern die von Fall zu Fall zu entscheidende Frage, ob ein Staat die glaubhafte Gewähr dafür bot, daß sein gesamtes Nuklearprogramm wirklich ausschließlich friedlichen Zwecken diente.

Die amerikanische Nichtverbreitungspolitik der 80er Jahre war darauf ausgerichtet, pragmatisch und möglichst frei von doktrinären Fesseln auf eine zunehmend differenzierte Situation zu reagieren, um die einst unbestrittene Führungsrolle der USA in der internationalen Nuklearpolitik zurückzugewinnen. Diesem Bemühen war nur ein teilweiser Erfolg beschieden. Der amerikanische Führungsanspruch wurde zum einen durch konzeptionelle Widersprüchlichkeit behindert, zum anderen durch mangelnde Hebelwirkung. Es machte sich zunehmend bemerkbar, daß die USA – zum Teil durch eigenes Verschulden – seit der Mitte der 70er Jahre nicht mehr das massive technologische und industrielle Übergewicht auf dem Kernenergiesektor besaßen, mit dessen Hilfe sie seit Eisenhowers Atoms-for-Peace-Programm ihre nuklearpolitische Konzeption so erfolgreich in der Welt durchsetzen konnten.

Führungsrolle der USA

Im Verhältnis der USA zu den europäischen Ländern kam es in den 80er Jahren zu einer atmosphärischen Entspannung, aber nicht zu einer dauerhaften Lösung der nuklearpolitischen Probleme. Es gelang den USA nicht, allen europäischen Ländern die Zustimmung für das Erfordernis der umfassenden IAEO-Kontrollen (»full-scope safeguards«) in den Empfängerländern ihrer Nuklearexporte abzutrotzen – Frankreich, Deutschland, Italien, Belgien, die Niederlande und die Schweiz verweigerten sich nach wie vor dieser Forderung. Erst nachdem im Juli 1990 die deutsche Bundesregierung ihre frühere exportpolitische Haltung revidiert hatte, schwenkten innerhalb weniger Monate schließlich auch die übrigen europäischen Länder auf die Linie der »full-scope safeguards« ein.

umfassende IAEO-Kontrollen

Mit einzelnen europäischen Ländern – Norwegen und Schweden – haben die USA inzwischen die vom NNPA 78 verlangten neuen Kooperationsabkommen ausgehandelt und damit diesen Ländern (unter bestimmten Auflagen) die Genehmigung zur Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen erteilt[14].Mit Japan kam 1988 eine Übereinkunft zustande, wonach eine Wiederaufarbeitung japanischen Kernmaterials in Japan und in Drittländern – faktisch kommen dafür nur Frankreich und Großbritannien in Frage – erlaubt sein soll, sofern die Bedingungen des NNPA 78 erfüllt sind. In diesem wichtigen Präzedenzfall gelang es den USA, gegenüber einem Land, das langfristig und in großem Stil die Plutoniumnutzung in Leichtwasser- und Brutreaktoren plant, die extraterritoriale Anwendung amerikanischen Rechts durchzusetzen. Die Länder der Europäischen Union aber verweigern sich weiterhin solchen Auflagen, in denen sie eine unter Verbündeten nicht zumutbare Bevormundung sehen. Sie verweisen statt dessen auf die EURATOM-Abkommen mit Kanada und Australien, in denen die Offenlegung der europäischen Nuklearprogramme und die fristgerechte Konsultation als ausreichende Voraussetzung für Wiederaufarbeitung und Plutoniumnutzung vereinbart wurde. Die USA wiederum sind bisher nicht bereit, diese Abkommen als Modell zu akzeptieren und auf einen konkreten Genehmigungsvorbehalt (»prior consent«) für die Nuklearprogramme ihrer europäischen Partner zu verzichten.

Wiederaufarbeitung in Japan

Der US-Präsident hat die Karenzzeit für die vom NNPA 78 geforderten Verhandlungen mit EURATOM seit 1980 jährlich um ein weiteres Jahr verlängert, um den sonst gesetzlich vorgeschriebenen Abbruch der nuklearen Kooperation zu verhindern. Die Europäische Union ihrerseits beharrt auf der (rechtlich nicht unumstrittenen) Position, das aus dem Jahr 1960 datierende US-EURATOM-Kooperationsabkommen sei nicht einseitig kündbar und deshalb bis Ende 1995 in Kraft. Spätestens dann muß sich zeigen, ob die europäischen und amerikanischen Interessen an einer geregelten Zusammenarbeit letztlich nicht doch stärker sind als das Beharren auf einseitigen Rechtspositionen.

US-EURATOM-Kooperationsabkommen

War es schon schwierig für die USA, im Umgang mit den europäischen Verbündeten die Anforderungen des NNPA 78 mit den Geboten

[14] In beiden Ländern ist eine Wiederaufarbeitung aber nicht geplant.

einer flexiblen Nukleardiplomatie zu vereinbaren, so erwies sich ein Ausgleich mit den »Problemländern« der Dritten Welt doppelt schwierig. Die amerikanische Nuklearkooperation mit Argentinien und Brasilien kam in den 80er Jahren praktisch ganz zum Erliegen. Mit Indien fanden die USA nach langen Verhandlungen ein prekäres Arrangement, wonach die vertragliche Verpflichtung, das von den USA errichtete Kernkraftwerk Tarapur mit Brennstoff und Ersatzteilen zu versorgen, faktisch an Frankreich und Deutschland abgetreten wurde[15]. Pakistans kaum verhohlenes Streben nach einer nationalen Atomwaffenkapazität suchten die USA während der Dauer des Afghanistan-Konflikts mit der Bewilligung massiver (vom NNPA 78 eigentlich verpönter) Militär- und Wirtschaftshilfe einzudämmen; 1990 wurde diese Hilfe abrupt eingestellt. Andererseits blieben die USA dem Staat Israel, dessen Kernwaffenrüstung kaum noch bezweifelt wird, durch großzügige Militär- und Finanzhilfe verbunden. Mit der Atommacht China schlossen die USA 1985 ein Kooperationsabkommen, das für amerikanische Nuklearexporte in die Volksrepublik keine IAEO-Kontrollen vorsieht, obwohl dieses Land sich durch geheime nukleare Lieferungen (u.a. an Pakistan) der Beihilfe zur Kernwaffenverbreitung verdächtig gemacht hat.

Eine unvoreingenommene Beurteilung der amerikanischen Nichtverbreitungspolitik muß anerkennen, daß die USA seit einem halben Jahrhundert die internationalen Bemühungen zur Eindämmung der Kernwaffenverbreitung nachdrücklicher beeinflußt haben als jedes andere Land. Sie muß aber auch einräumen, daß die USA in besonderer Weise zur nuklearen Rüstung anderer Länder beigetragen haben[16]. Mit der amerikanischen Führungsrolle verbindet sich deshalb in doppelter Hinsicht eine schwere nuklearpolitische Verantwortung, die sich ihrer Widersprüchlichkeit noch kaum bewußt geworden ist.

8.3.7.2 Die europäischen Interessen

In Westeuropa trafen in den 80er Jahren mehrere Entwicklungen zusammen, die zu einer nüchterneren Einschätzung der nuklearpolitischen Interessen beitrugen. Während die Energieversorgung sich im Vergleich zum vorhergehenden Jahrzehnt spürbar entspannte, kam der Ausbau der Kernenergie allmählich zum Stillstand. Einige europäische Länder (darunter die EU-Mitglieder Italien, Dänemark, Luxemburg, Irland, Griechenland und Portugal) sagten sich ganz von der Kernenergie los, in den meisten anderen wurden Planungen aus umweltpolitischen und energiewirtschaftlichen

Kernenergie in Westeuropa

[15] Für seine Schwerwasser-Reaktoren erhielt Indien überdies schweres Wasser aus der Sowjetunion. Indien hat ausdrücklich bestätigt, die Sowjetunion bestehe nicht darauf, daß alle indischen Nukleareinrichtungen einer internationalen Überwachung unterstellt werden. Es ist noch nicht zu erkennen, ob nach dem Zerfall der Sowjetunion die auswärtige Versorgung der indischen Kernkraftwerke sichergestellt bleibt.

[16] Zumindest zur Kernwaffenrüstung Großbritanniens, Frankreichs und Israels haben die USA lange Zeit wichtige Beiträge geliefert. Die Hintergründe sind z.T. erst vor wenigen Jahren bekannt geworden. Vgl. dazu R. H. Ullmann: *The Covert French Connection*, in: Foreign Policy, Nr. 75 (1989), S. 3-33; G. Smith und H. Cobban: *A Blind Eye to Nuclear Proliferation*, in: Foreign Affairs, Bd. 78 (1989), S. 53-70.

Gründen storniert. In Deutschland wurde 1989 das Vorhaben einer nationalen Wiederaufarbeitungsanlage (Projekt Wackersdorf) aufgegeben, wenig später auch die Inbetriebnahme des ersten kommerziellen Schnellbrüterreaktors SNR-300 in Kalkar. Fast zur gleichen Zeit wurde in Frankreich der Betrieb des großen Brüterkraftwerks Superphénix eingestellt. Für die Entsorgung abgebrannter Brennelemente wurde in Deutschland und anderen Ländern jetzt auch die Direkte Endlagerung in Betracht gezogen. Damit reduzierten sich Umfang, Bedeutung und Dringlichkeit der geplanten Plutoniumnutzung erheblich. Einer der wichtigsten Streitpunkte in der europäisch-amerikanischen Kontroverse der 70er Jahre verlor an Gewicht. Für den verringerten Bedarf an Wiederaufarbeitungsleistungen würden die zivilen und militärischen Anlagen in Frankreich und England, für die bereits der amerikanische NNPA 78 Ausnahmeregelungen vorgesehen hatte, auf absehbare Zeit ausreichen.

Direkte Endlagerung

Auch beim Export von Kernkraftwerken wurde in den 80er Jahren manche übertriebene Erwartung zurechtgerückt. Die vielversprechenden Absatzmärkte in Übersee (Brasilien, Iran, Mexiko, China u.a.), auf die namentlich die deutschen und französischen Reaktorindustrien so große Hoffnungen gesetzt hatten, erwiesen sich als instabil, unzuverlässig und zahlungsunfähig. Unter diesen Umständen fiel es auch den am Nuklearexport interessierten Unternehmen und Regierungen leichter, sich über eine Verschärfung von Ausfuhrkontrollen und Lieferbeschränkungen zu verständigen. Proliferationsverdächtigen Ländern wie Pakistan, Indien, Iran, Irak, Libyen und Südafrika wurde der Zugang zur europäischen Kerntechnik zunehmend erschwert und verwehrt. In etlichen Fällen waren die neuen Exportrestriktionen allerdings weniger dem nichtverbreitungspolitischen Eifer der europäischen Regierungen als vielmehr dem mehr oder weniger diskreten Drängen amerikanischer Nachrichtendienste und Diplomaten zu verdanken.

Nuklearexport

In der Europäischen Gemeinschaft war die Nichtverbreitungspolitik als Reservat nationaler Sicherheitspolitik lange Zeit den Regierungen der Mitgliedstaaten vorbehalten. Erst in den 80er Jahren reifte allmählich das Bewußtsein einer gemeinsamen nuklearpolitischen Verantwortung. In einer Erklärung vom 20. November 1984 bestimmten die EG-Regierungen, daß die Exportrichtlinien des Londoner Clubs, die sie bis dahin nur als einseitige Willensbekundung akzeptiert hatten, künftig als »gemeinsame grundlegende Regelung der Mitgliedstaaten für ihre Nuklearausfuhren« gelten sollten. Damit setzte erstmals die Gemeinschaft einen nichtverbreitungspolitischen Rahmen für den Nuklearhandel – bezeichnenderweise allerdings nicht als Europäische Atomgemeinschaft (EURATOM), sondern auf der Ebene der Europäischen Politischen Zusammenarbeit (EPZ), bei der die Mitgliedstaaten als souveräne Akteure der Außenpolitik kooperieren. Diese Kooperation wurde auch weiterhin durch unterschiedliche nationale Interessen erschwert, namentlich durch den Status Frankreichs als Kernwaffenstaat außerhalb des Nichtverbreitungsvertrags. In wichtigen internationalen Gremien – in der IAEO, in der UNO, bei den NPT-Überprüfungskonferenzen – konnte die EG deshalb ihr Gewicht nicht als supranationaler Akteur, sondern nur als

Europäische Politische Zusammenarbeit

Beobachter oder von Fall zu Fall als kooperierende Staatengruppe geltend machen.

Wo der nuklearpolitische Konsens der Mitgliedstaaten fehlte, ist es der Europäischen Union bis heute nicht gelungen, ihn aus eigener Kraft herzustellen. Als anfangs der 90er Jahre nach und nach alle europäischen Staaten für ihre Nuklearexporte das Prinzip der »full-scope safeguards« proklamierten, geschah dies nicht im Rahmen der EG, sondern jeweils im nationalen Alleingang, maßgeblich beeinflußt allenfalls vom entsprechenden Schritt der deutschen Bundesregierung im Juli 1990. Als ein Jahr später Frankreich als letzter Staat Europas bekanntgab, dem Atomwaffensperrvertrag beitreten zu wollen, war dies wiederum nicht dem Wirken der EG zuzuschreiben, sondern einem persönlichen Entschluß des Staatspräsidenten F. Mitterrand. Mit den vereinheitlichten nationalen Positionen wird es der Europäischen Union in Zukunft sicher leichter fallen, in der internationalen Nichtverbreitungspolitik mit einer Stimme zu sprechen. Indessen kommt ein einheitliches Handeln der Europäer selbst dort, wo der Union unstreitige Kompetenzen zustehen, nur mühsam zustande. So ist seit 1986 bekannt, daß mit dem Ende der Übergangsfrist zum europäischen Binnenmarkt am 31. Dezember 1992 die Zuständigkeit für die nukleare Exportkontrolle von den nationalen Behörden der Mitgliedstaaten auf die EU-Kommission übergehen soll. Der praktischen Verwirklichung dieser Maßgabe stehen aber auch zwei Jahre später noch zahlreiche Hindernisse entgegen.

europäische Nuklearexporte

europäischer Binnenmarkt

8.3.7.3 Stagnation der Kernenergie

Die weltweite Stagnation der Kernenergie in den 80er Jahren schuf auch für die internationale Nichtverbreitungspolitik neue Rahmenbedingungen. Zwar stieg die Zahl der in der gesamten Welt betriebenen Kernkraftwerke zwischen 1980 und 1990 von 257 auf 415, die installierte Kapazität wuchs von 152 GWe auf 338 GWe, und die nukleare Stromerzeugung verdoppelte ihren Anteil am Primärenergieverbrauch der Welt auf 5,8 % – immerhin das Anderthalbfache der Ölförderung Saudi-Arabiens. Aber der Zuwachs blieb weit hinter den Erwartungen zurück. Hatten 1980 noch 35 Länder die Inbetriebnahme von Kernkraftwerken (insgesamt 605 Blöcke mit einer Gesamtleistung von 494 GWe) geplant oder bereits vollzogen, so waren es zehn Jahre später nur noch 29 Länder (504 Blöcke mit 420 GWe), und auch bei diesen standen viele Projekte nur noch auf dem Papier. Zählten 1980 zwölf Entwicklungs- und Schwellenländer zum Kreis der ernsthaften Kernenergie-Interessenten, so waren es 1990 immer noch elf; aber nur in zweien dieser Länder (Südkorea und Taiwan) leistete die Kernenergie einen bedeutsamen Beitrag zur Energieversorgung.

Stagnation der Kernenergie

Kennzeichnend für die 80er Jahre war eine allgemeine Desillusionierung hinsichtlich der Perspektiven der Kernenergie. Dafür waren mehrere Faktoren verantwortlich. Energiewirtschaftlich erschien die Kernenergie in einer Periode der fallenden Rohölpreise nicht mehr besonders attraktiv. Technisch, finanzwirtschaftlich und administrativ erwiesen sich die Erstellung

fallende Rohölpreise

und der Betrieb von Kernkraftwerken als so anspruchsvoll, daß nur relativ wenige Länder dafür in Frage kamen. Umweltpolitisch avancierte die Kernenergie, zumindest in den Industrieländern, zum Streitthema schlechthin. Der Reaktorunfall vom 26. April 1986 im sowjetischen Tschernobyl spielte dabei eine herausragende Rolle. Heftige innenpolitische Kontroversen bewogen eine Reihe von Ländern, vom geplanten »Einstieg in die Kernenergie« Abstand zu nehmen. Einige beschlossen den »Ausstieg« aus einem bereits weit fortgeschrittenen Kernenergieprogramm (Schweden, Österreich, Italien, die Philippinen). In fast allen übrigen Ländern kam es zu einem offiziellen oder faktischen Moratorium beim weiteren Ausbau der Kernenergie. Die seit Mitte der 80er Jahre intensivierte Debatte über die Gefahren des Treibhauseffekts der fossilen Brennstoffe hat zwar vereinzelt zu einer Neubewertung der Kernenergie (und in einem Fall, 1990 in Schweden, sogar zur offiziellen Stornierung des zehn Jahre zuvor in einem nationalen Referendum beschlossenen »Ausstiegs«) geführt, aber noch nicht zu einer internationalen Trendwende.

Ausstiegsbeschlüsse

Mit der Kernenergie stagnierte in den 80er Jahren auch die internationale Regelung nuklearpolitischer Ordnungsprobleme, die noch in INFCE leidenschaftlich diskutiert worden waren. Die energiewirtschaftliche Nuklearisierung der Dritten Welt fand nicht statt, die Kernenergie blieb im wesentlichen eine Domäne rohstoffarmer Industrieländer. Fragen der nuklearen Entwicklungshilfe, des Technologietransfers, der Versorgungssicherheit oder der großtechnischen Plutoniumnutzung verloren – bis auf weiteres – ihre Brisanz. Der auf Empfehlung von INFCE 1980 eingerichtete IAEO-Ausschuß für Versorgungssicherheit (Committee on Assurances of Supply – CAS) stellte 1987 fast unbemerkt seine Tätigkeit ein. Im gleichen Jahr fand die zuvor schon mehrfach verschobene Konferenz der Vereinten Nationen zur Förderung internationaler Zusammenarbeit bei der friedlichen Nutzung der Kernenergie (UNCPICPUNE) in New York ohne nennenswerte Resonanz statt. Als Proliferationsproblem trat die Kernenergiewirtschaft allmählich in den Hintergrund. Von den Entwicklungsländern wurde sie meist nur noch als ein im Atomwaffensperrvertrag prinzipiell verbriefter Anspruch gegenüber den führenden Industriestaaten geltend gemacht.

8.3.7.4 Proliferation von Kernwaffen

Bei der Proliferation von Kernwaffen war in den 80er Jahren scheinbar eine Stabilisierung zu beobachten. Kein neuer Kernwaffenstaat trat in Erscheinung, kein Land außerhalb der Gruppe der fünf etablierten Atommächte brachte einen Kernsprengsatz zur Explosion. Mehrere Staaten – Argentinien, Brasilien, Südafrika, Pakistan und Indien – ließen öffentlich wissen, daß sie zum Bau von Kernwaffen technisch befähigt wären, aber allein an der friedlichen Kernenergienutzung interessiert seien[17]. Die IAEO

[17] Israel hat mehrfach die Fähigkeit zur Kernwaffenherstellung, nicht aber diese selbst zugegeben; eine Festlegung allein auf die friedliche Kernenergienutzung wurde vermieden. Unbestätigten Berichten zufolge kann Israel inzwischen über ein Kernwaf-

bestätigte in ihren jährlichen Safeguards-Berichten, daß in den von ihr kontrollierten Anlagen der Nichtkernwaffenstaaten keine Abzweigung von Spaltmaterial zu militärischen Zwecken stattgefunden habe. Die Gruppe der nuklearen Lieferländer (»Londoner Club«) hielt an ihren 1977 verabschiedeten Exportrichtlinien fest; eine Überarbeitung der Richtlinien oder ein erneutes Zusammentreffen der Mitglieder fand nicht statt[18]. Der nichtverbreitungspolitische Grundkonsens blieb in Kraft, zwischen den USA und der Sowjetunion lief die vertrauliche Zusammenarbeit zur Verhinderung der »horizontalen Proliferation« auch nach dem zeitweiligen Abbruch der Rüstungskontrollverhandlungen im Herbst 1982 reibungslos weiter. Erstmals kam es auch zu einer Umkehr der »vertikalen Proliferation«, als die beiden Supermächte im INF-Vertrag vom Dezember 1987 den Abbau und die Zerstörung ihrer nuklearen Mittelstreckenwaffen vereinbarten.

Nichtverbreitungspolitik

Das internationale Nichtverbreitungsregime ging aus den 80er Jahren formal gestärkt hervor. Im April 1987 vereinbarten die sieben wichtigsten westlichen Industrienationen auf Initiative der USA gemeinsame Richtlinien für den Export von Weltraumtechnologien (Missile Technology Control Regime – MTCR). Mit der neuen Vereinbarung nach dem Modell des »Londoner Clubs« sollte die internationale Verbreitung von ballistischen Trägersystemen, die für den Langstreckeneinsatz von Kernwaffen geeignet wären, unterbunden werden. Die Sowjetunion, anfänglich nicht Mitglied dieser Vereinigung, erklärte sich nach einiger Zeit zur Übernahme und Beachtung dieser Exportrichtlinien bereit. Auch die Volksrepublik China erklärte später eine entsprechende Bereitschaft, doch ihre Loyalität blieb zweifelhaft.

Unterbindung des Einsatzes von Kernwaffen

Wenn am Ende der 80er Jahre Zweifel an der Effektivität des Nichtverbreitungsregimes geäußert wurden, galten sie weniger der Besorgnis, daß ein Land offen aus der nuklearen Disziplin der Staatengemeinschaft ausbrechen würde. Sie richteten sich vielmehr auf die Möglichkeit, daß internationale Sicherungskontrollen umgangen oder nationale Exportkontrollen unterlaufen werden könnten. Am Beginn der 90er Jahre gewannen diese Befürchtungen im Zusammenhang mit dem Irak eine dramatische Aktualität.

Sicherungs- und Exportkontrollen

8.3.8 Der Fall Irak

Der Irak, im Jahr 1968 einer der ersten Unterzeichnerstaaten des Atomwaffensperrvertrags, hat in der Evolution des Nichtverbreitungsregimes mehrmals eine besondere Rolle gespielt. Das Land verfügt weder über Kernkraftwerke noch über ein nennenswertes Programm der friedlichen Kernenergienutzung. Seit 1958 existiert jedoch ein ursprünglich im Rahmen des

Irak

fenarsenal von ca. 100 Sprengköpfen verfügen. Vgl. dazu F. Barnaby: *The Invisible Bomb*, Boulder/Colo. 1990; S. M. Hersh: *The Samson Option: Israel's Nuclear Arsenal and American Foreign Policy*, New York 1991.

[18] Im März 1991 trat die Gruppe der nuklearen Lieferländer zum erstenmal seit 1977 wieder zu einer Plenarsitzung zusammen, um die Liste der kontrollpflichtigen »trigger items« zu ergänzen. Im April 1992 wurde eine ergänzende Vereinbarung über Exportkontrollen für nukleare Mehrzweckgüter (»dual-use items«) unterzeichnet.

Programms »Atoms for Peace« von den USA gestiftetes Kernforschungszentrum in Tuwaitha.

8.3.8.1 Situation in Tuwaitha

Tuwaitha war anfangs der 80er Jahre zweimal das Ziel kriegerischer Luftangriffe. Ein Bombardement durch iranische Phantom-Jäger am 30. September 1980 richtete geringen Schaden an. Am 7. Juni 1981 aber zerstörten israelische Kampfflugzeuge den von Frankreich gelieferten, fast fertiggestellten Doppelblock-Forschungsreaktor vom Typ Osirak mit den Bezeichnungen Tamuz-1 und Tamuz-2. Tamuz-1 war ein mit 40 MWth ungewöhnlich groß dimensionierter Forschungsreaktor. Der Brennstoff – hochangereichertes Uran – war angeliefert, aber noch nicht eingebracht. Israel rechtfertigte den Angriff nachträglich mit der Begründung, es habe Anzeichen gegeben, daß der Irak unter dem Deckmantel des Atomwaffensperrvertrags den Reaktor Tamuz-1 zur Produktion von atomarem Bombenmaterial zu mißbrauchen gedachte. Der Irak bestritt dies und wies darauf hin, daß die Anlage und das Spaltmaterial den Sicherungskontrollen der IAEO unterstand.

Forschungsreaktor Osirak

Der israelische Bombenangriff wurde vom Gouverneursrat der IAEO, vom Weltsicherheitsrat und von der Generalversammlung der Vereinten Nationen scharf verurteilt. Die Generalkonferenz der IAEO brandmarkte ihn am 26. September 1981 als »einen Angriff auf die IAEO« und drohte Israel mit dem Ausschluß aus der Organisation. Die Diskussion über diese Drohung und die Gegendrohung der USA, sie würden bei einem Ausschluß Israels ihre Mitarbeit in der IAEO »überdenken«, überschattete danach ein Jahrzehnt lang alle IAEO-Generalkonferenzen.

8.3.8.2 Irakische Nuklearwaffen-Aktivitäten

Das irakische Kernforschungszentrum Tuwaitha lag seit 1981 weitgehend still. Ein Wiederaufbau des zerstörten Osirak-Reaktors Tamuz-1 wurde mit Frankreich vereinbart, kam aber wegen des bis 1988 dauernden iranisch-irakischen Kriegs nicht voran. Indessen mehrten sich in den späten 80er Jahren die unbestätigten Meldungen, daß der Irak auf vielfältigen, oft illegalen Wegen unter Ausnutzung von Tarnfirmen, diplomatischen Missionen und wissenschaftlichen Kontakten in Westeuropa und den USA sich systematisch Unterlagen, Materialien und Bauteile für den Bau von Atombomben zu beschaffen suchte. Unverhüllt war der Irak gleichzeitig dabei, ein gewaltiges Waffenarsenal anzuhäufen, zu dem auch Mittelstreckenraketen, weitreichende Bombenflugzeuge und chemische Kampfstoffe zählten.

Waffenarsenal des Irak

Der irakische Überfall auf Kuwait und die nachfolgende Annexion des Scheichtums im August 1990 wurden vom Weltsicherheitsrat mit der Ermächtigung einer internationalen Militäraktion zur Zurückweisung der Aggression beantwortet. Nach intensiven Bombardements, denen auch alle damals bekannten irakischen Nuklearanlagen zum Opfer fielen, führte die

»Operation Wüstensturm« unter amerikanischer Führung im Februar 1991 zur militärischen Niederwerfung des Irak. Der Weltsicherheitsrat diktierte in seiner Resolution 687 vom 3. April 1991 die endgültigen Bedingungen des Waffenstillstands. Zu ihnen zählten u.a. die Offenlegung, Herausgabe, Beseitigung oder Zerstörung aller kernwaffenfähigen Materialien, Komponenten und Anlagen des Irak sowie die Vernichtung der für Kernwaffen geeigneten Trägersysteme. Bis auf weiteres wurde dem Irak auch die vom Atomwaffensperrvertrag eigentlich garantierte friedliche Kernenergienutzung untersagt. Der Generaldirektor der IAEO wurde mit der Durchführung dieser Maßnahmen betraut, und eine vom Sicherheitsrat eingerichtete Sonderkommission erhielt den Auftrag, die dauerhafte nukleare Entwaffnung des Irak zu gewährleisten.

UNO- und IAEO-Inspektionsteams

In Erfüllung dieses Auftrags reisten seit 1991 wiederholt Inspektionsteams der UNO und der IAEO in den Irak, um verbotene Nuklearanlagen aufzuspüren und unschädlich zu machen. Trotz hinhaltenden Widerstands und Verschleierungsversuchen der irakischen Behörden gelang der Nachweis, daß der Irak heimlich große Mengen von Yellowcake gehortet, zwei Anlagen zur Urananreicherung nach dem Ultrazentrifugenverfahren und nach dem (1945 von den USA aufgegebenen) elektromagnetischen Calutron-Verfahren bis nahe der Produktionsreife entwickelt, geringe Mengen von angereichertem Uran hergestellt und Plutoniumproben abgetrennt sowie nukleare Zündmechanismen und Explosionsverfahren erprobt hatte. Mehrere tausend irakische Wissenschaftler und Techniker waren dafür seit den frühen 80er Jahren herangezogen, Finanzmittel im Umfang von ca. 10 Mrd. $ aufgewandt worden. Aufgrund dieses Befunds entschied der IAEO-Gouverneursrat im September 1991, daß sich der Irak einer Verletzung des Atomwaffensperrvertrags schuldig gemacht habe.

8.3.8.3 Schwachstellen des Nichtverbreitungsregimes

Über den Einzelfall hinaus verweist der im Irak aufgedeckte Sachverhalt auf mehrere Schwachstellen des Nichtverbreitungsregimes. Es ist beunruhigend, daß ein so umfangreiches und langfristiges Programm der Kernwaffenentwicklung über viele Jahre hinweg weitgehend unbemerkt bleiben konnte. Der Irak hat bewiesen, daß eine entschlossene Staatsführung mit genügend Geld, Geduld und krimineller Energie ohne wesentliche ausländische Hilfe sehr nahe an eine Kernwaffenkapazität herankommen kann. Der Vertrauensschutz, den der Atomwaffensperrvertrag seinen Mitgliedern bietet, ist einer frühzeitigen Entdeckung eher hinderlich. Für die Vorbereitung einer militärischen Nuklearoption scheint ein Forschungsprogramm, das sich als zweckfreie Wissenschaft tarnt, günstigere Voraussetzungen zu bieten als ein kommerzielles Kernenergieprogramm in internationaler Zusammenarbeit. Exportkontrollen der Lieferländer können durch spezifizierte Bestellungen, deren Zweckbindung im Unklaren bleibt, unterlaufen werden. Gegen systematische Täuschung geben die Sicherungskontrollen der IAEO keine zuverlässige Gewähr, wenn sie – wie in der Vergangenheit – auf die Über-

Möglichkeiten der Täuschung

wachung offiziell deklarierter Anlagen und die Auswertung offiziell übermittelter Informationen beschränkt bleiben.

Einige dieser Schwachstellen könnten überwunden werden, wenn es gelänge, durch verstärkten internationalen Informationsaustausch über Nuklearhandel, Technologietransfer, Waffenlieferungen und Dienstleistungen die Entwicklung nationaler kerntechnischer Programme transparenter zu machen. Auch nachrichtendienstliche Informationen könnten offener zu Hilfe genommen werden. Die Effektivität der internationalen Sicherungskontrollen als vertrauensbildende Maßnahme wäre wesentlich zu steigern (und ihr normaler Aufwand wäre erheblich zu reduzieren), wenn die IAEO die Befugnis erhielte, in zweideutigen Situationen durch Sonderinspektionen und Verdachtskontrollen auch außerhalb der offiziell deklarierten Anlagen nach dem Rechten zu sehen. Eine Voraussetzung wäre, daß die Mitgliedstaaten gewisse Einschränkungen des geheiligten Souveränitätsprinzips akzeptierten.

Sonderinspektionen und Verdachtskontrollen

Hier offenbart sich ein Dilemma. Viele Mitglieder des Atomwaffensperrvertrags wollen nach den Erfahrungen im Irak dem erklärten Kernwaffenverzicht ihrer Vertragspartner nur noch trauen, wenn durch verschärfte Sicherungskontrollen die loyale Erfüllung der Vertragspflichten zweifelsfrei nachgewiesen wird. Andere Staaten halten dagegen, sie hätten mit der Unterschrift unter den Vertrag bereits genug Souveränitätsverzicht geleistet. Im Februar 1992 konnte sich der Gouverneursrat der IAEO nur in einem zurückhaltenden Formelkompromiß darauf verständigen, daß Sonderinspektionen zum rechtmäßigen Instrumentarium der Sicherungsmaßnahmen zu zählen seien. Es ist nicht auszuschließen, daß in dieser Frage die Grenze der Kompromißfähigkeit erreicht wird, wenn es nach der Verlängerung des Atomwaffensperrvertrags abermals zu einem Testfall der Vertragstreue kommt.

8.3.8.4 Zusammenarbeit von UNO und IAEO

Auch auf einer anderen Ebene gibt der Irak-Fall Anlaß zu grundsätzlichen Überlegungen. Im Irak hat der Weltsicherheitsrat zum erstenmal eine nichtverbreitungspolitische Rolle übernommen und mit seiner ganzen Autorität als oberstes Ordnungsorgan der Staatengemeinschaft einen widerstrebenden Staat diszipliniert[19]. Die IAEO, bis dahin unbestritten die zentrale Institution der multilateralen Nuklearpolitik, wurde faktisch zum Erfüllungsgehilfen des Sicherheitsrats degradiert. Die Zusammenarbeit der beiden Organisationen verlief dabei nicht ganz reibungslos. Dahinter steht die prinzipielle Spannung zwischen einer Nichtverbreitungspolitik, die traditionell auf Konsensbildung, Souveränität und Gleichberechtigung aller Mitglied-

UNO-Sicherheitsrat

[19] Es ist zu beachten, daß die Sanktionen des Sicherheitsrats gegen den Irak formal nicht wegen einer Verletzung des Atomwaffensperrvertrags, sondern bereits vor deren vollständiger Aufdeckung als Strafmaßnahme wegen einer völkerrechtswidrigen Aggression verhängt wurden.

staaten aufbaut, und einer anderen Konzeption, die auf die überlegene Macht des kollektiven Sicherheitssystems setzt.

Wenn der Irak-Fall mehr sein soll als eine außergewöhnliche Episode, nach der die Welt zur vermeintlichen Normalität zurückkehrt, ergeben sich schwerwiegende Konsequenzen. Ein Staat, der gegen die nuklearpolitischen Regeln verstößt, muß künftig damit rechnen, vom Sicherheitsrat in die Knie gezwungen zu werden. Die Regeln, denen sich die Staaten ursprünglich aus freien Stücken und unter dem Vorbehalt des Widerrufs anbequemt haben, könnten sich unversehens als eiserne Klammer nuklearpolitischen Wohlverhaltens erweisen.

Hinter der imposanten Drohgebärde des Sicherheitsrats verbirgt sich jedoch eine entscheidende Schwachstelle. Der Sicherheitsrat funktioniert nur, wenn die fünf ständigen Mitglieder seine Entscheidungen einvernehmlich mittragen. Im Irak-Fall konnte dieses Einvernehmen zum erstenmal seit Jahrzehnten seine volle Wirkung entfalten. Es ist unwahrscheinlich, daß damit auch in Zukunft regelmäßig zu rechnen wäre.

Notwendigkeit der Einvernehmlichkeit

Hinzu kommt, daß die fünf ständigen Mitglieder des Sicherheitsrats sich ausgerechnet in der Nichtverbreitungspolitik in einer prekären Position befinden. Es handelt sich um die fünf Staaten, die im Atomwaffensperrvertrag als Kernwaffenstaaten anerkannt und zugleich zur nuklearen Abrüstung verpflichtet wurden. Nachdem im Mai 1995 der Vertrag verlängert wurde, können sich die fünf Mächte ihrer Verpflichtung nicht mehr entziehen. Daraus erwächst eine noch nie dagewesene Chance der nuklearen Abrüstung, aber auch ein hohes Risiko: Kommen die Atommächte ihrer Verantwortung nicht nach, kann auch die nuklearpolitische Rolle des Sicherheitsrates auf die Dauer nicht unbeschädigt bleiben.

8.3.9 Der Fall Nordkorea

Noch ganz unter dem Eindruck des Irak-Falles verabschiedeten die Mitglieder des UN-Sicherheitsrates am 31. Januar 1992 eine Erklärung, daß »die Weiterverbreitung von Massenvernichtungswaffen eine Bedrohung des Weltfriedens und der internationalen Sicherheit darstellt«, und weiter, daß »in Bezug auf die nukleare Proliferation ... die Ratsmitglieder angemessene Schritte unternehmen wollen, falls ihnen seitens der IAEO Vertragsverstöße gemeldet werden«. Damit wurde die Erwartung genährt, daß der Sicherheitsrat künftig unter Anwendung seiner Sanktionsbefugnis (Kapitel VII der Charta der Vereinten Nationen) gegen jeden vertragsbrüchigen Mitgliedstaat des Atomwaffensperrvertrags so energisch einschreiten werde wie gegen den Irak. Diese Erwartung wurde bereits im folgenden Jahr durch Nordkorea auf die Probe gestellt.

Haltung gegenüber vertragsbrüchigen Mitgliedstaaten

8.3.9.1 Ein verdächtiges Nuklearprogramm

Das kommunistische Nordkorea war auf Drängen der Sowjetunion im Dezember 1985 dem Atomwaffensperrvertrag beigetreten und hatte mit der

IAEO das übliche Abkommen über umfassende Sicherungskontrollen geschlossen, das am 10. April 1992 in Kraft trat. Bei der Überprüfung der nuklearen Inventarliste, die von den nordkoreanischen Behörden vorgelegt wurde, fiel den Inspektoren der IAEO eine Unstimmigkeit in der Materialbilanz auf. Nordkorea hatte angegeben, weniger als ein Kilogramm Plutonium zu besitzen, während die Berechnungen der IAEO ergaben, daß mehr als diese Menge aus bestrahlten Brennelementen abgetrennt worden sein mußte. Um diese Diskrepanz aufzuklären, verlangte die IAEO Zugang zu zwei von den nordkoreanischen Behörden geheimgehaltenen Anlagen, die inzwischen von amerikanischen Aufklärungssatelliten entdeckt worden waren. Die Regierung in Pjöngjang lehnte dieses Ansuchen mit der Begründung ab, es handele sich um militärische Anlagen ohne kerntechnische Relevanz. Als die IAEO insistierte, kündigte Nordkorea am 12. März 1993 überraschend seinen Austritt aus dem Atomwaffensperrvertrag an.

Nordkorea: Unstimmigkeit in Materialbilanz

Der Fall Nordkorea hatte damit exemplarische Bedeutung für das Nichtverbreitungsregime gewonnen. Zum erstenmal in der Geschichte des Atomwaffensperrvertrags widersetzte sich ein Mitgliedstaat der Verpflichtung, sein möglicherweise vertragswidriges Verhalten von der IAEO nachprüfen zu lassen. Mit der Aufkündigung des Vertrags durch Nordkorea eröffnete sich die Möglichkeit, daß künftig jeder Staat, der bei einem mutmaßlichen Vertragsbruch ertappt wurde, ungestraft davonkommen könnte. Damit stand die Verläßlichkeit des Atomwaffensperrvertrags als vertrauensbildende Maßnahme zwischen den Staaten insgesamt auf dem Spiel.

8.3.9.2 Vorläufige Beilegung des Konflikts

In den folgenden Monaten versuchte Nordkorea in einem beispiellosen diplomatischen Katz-und-Maus-Spiel sich den drohenden Sanktionen der Staatengemeinschaft zu entziehen. Am 11. Juni 1993 – einen Tag vor Ablauf der vorgeschriebenen Kündigungsfrist – erklärte die nordkoreanische Regierung, sie habe »den Vollzug ihres Austritts aus dem Nichtverbreitungsvertrag suspendiert«. Gegenüber der IAEO beharrte sie jedoch auf einem »besonderen Status« ihres Landes. Den IAEO-Beamten wurde zwar erlaubt, reguläre Sicherungskontrollen in Nordkorea durchzuführen, nicht aber die strittigen Sonderinspektionen. Im Mai 1994 kam es erneut zum offenen Konflikt, als in dem experimentellen 5 MW-Reaktor in Yongbyon gegen den ausdrücklichen Wunsch der IAEO und in Abwesenheit ihrer Inspektoren ein Brennelementwechsel durchgeführt wurde, bei dem für die Verifizierung der Kernmaterialbilanz unentbehrliche Informationen verlorengingen. Am 10. Juni 1994 beschloß der IAEO-Gouverneursrat, Nordkorea wegen Behinderung der Sicherungskontrollen von allen kerntechnischen Hilfsprogrammen auszuschließen. Drei Tage später erklärte Nordkorea seinen Austritt aus der IAEO; den Inspektoren der IAEO wurde aber erlaubt, im Lande zu bleiben.

Nordkorea: nur reguläre Sicherungskontrollen

Auf Ersuchen der IAEO erörterte der UN-Sicherheitsrat seit April 1993 mehrmals den Fall Nordkorea, ohne sich jedoch auf konkrete Maßnahmen festzulegen. Er stellte sich hinter die IAEO und forderte Nordkorea auf,

Erörterungen des UN-Sicherheitsrates

mit der Wiener Behörde zu kooperieren, ermahnte aber zugleich alle Konfliktparteien, nach einer einvernehmlichen Lösung zu suchen. Maßgeblich dafür war vor allem die Haltung der Volksrepublik China, die ein härteres Vorgehen gegen Nordkorea ablehnte. Die Regierung in Pjöngjang ihrerseits drohte, ein mögliches Handelsembargo bereits als Kriegserklärung aufzufassen und den Atomwaffensperrvertrag endgültig zu verlassen.

Währenddessen wurden auf bilateraler Ebene zwischen Nordkorea und den USA Verhandlungen geführt, die am 21. Oktober 1994 überraschend in eine in Genf unterzeichnete »Rahmenvereinbarung« der beiden Regierungen einmündeten. Darin erklärte sich Nordkorea bereit, seine Verpflichtungen gemäß dem Atomwaffensperrvertrag zu erfüllen, den Bau und Betrieb von graphitmoderierten, plutoniumträchtigen Reaktoren einzustellen, auf die Wiederaufarbeitung zu verzichten und nach einer Übergangszeit alle von der IAEO gewünschten Kontrollmaßnahmen zu akzeptieren. Im Gegenzug sicherten die USA dem nordkoreanischen Regime zu, die Lieferung und Finanzierung von Leichtwasserreaktoren mit einer Gesamtkapazität von 2000 MWe zu organisieren, die Ölversorgung des Landes und die sichere Entsorgung der bisher entstandenen radioaktiven Abfälle Nordkoreas zu gewährleisten, jede Bedrohung mit Kernwaffen zu unterlassen, Zusammenarbeit in der friedlichen Kernenergienutzung anzustreben und schließlich volle diplomatische Beziehungen herzustellen.

Rahmenvereinbarung USA/Nordkorea

Lieferung von LWR

Mit dieser Übereinkunft scheint der Nuklearkonflikt auf der koreanischen Halbinsel vorerst gelöst zu sein – vorausgesetzt, ihre Verwirklichung, die Zug um Zug erfolgen soll und voraussichtlich mehr als zehn Jahre beanspruchen wird, kommt wie geplant zustande, Nordkorea bleibt Mitglied des Atomwaffensperrvertrags und sein Nuklearprogramm, an dessen bisheriger militärischer Zielsetzung kaum zu zweifeln ist, nimmt unter internationaler Kontrolle einen neuen, friedfertigen Anfang. In dieser Erwartung ist die Genfer Vereinbarung am 4. November 1994 vom Weltsicherheitsrat begrüßt worden, und der Gouverneursrat der IAEO hat am 11. November 1994 sein Einverständnis erklärt, an ihrer Umsetzung mitzuarbeiten.

8.3.9.3 Grenzen des Multilateralismus

Obwohl die voraussichtliche Entmilitarisierung des nordkoreanischen Atomprogramms in der Bilanz der Nichtverbreitungspolitik positiv zu Buche schlägt, ist nicht zu übersehen, daß dafür ein hoher Preis gezahlt wurde. Die multilateralen Institutionen des Nichtverbreitungsregimes sind aus dieser Auseinandersetzung nicht unbeschädigt hervorgegangen. Die IAEO wurde von einem vertragsbrüchigen Mitgliedstaat herausgefordert und gedemütigt. Ihr System der Sicherungskontrollen hat sich gegenüber Nordkorea zwar insofern bewährt, als eine verdächtige Unregelmäßigkeit zuverlässig aufgedeckt werden konnte. Doch bei dem Versuch, diese Unregelmäßigkeit restlos aufzuklären und ihre Ausweitung zu verhindern, stieß die IAEO an die Grenze ihrer Durchsetzungsfähigkeit. Unter dem Genfer Abkommen vom 21. Oktober 1994 bleibt der Umfang ihrer Sicherungskontrollen in Nordko-

Herausforderung der IAEO

rea vorerst eingeschränkt und das Instrument der Sonderinspektionen nur mit Vorbehalten anwendbar.

Durch die Nordkorea-Krise wurde auch die Autorität des Sicherheitsrates in Mitleidenschaft gezogen. Das für die Wahrung des Weltfriedens letztlich zuständige Organ der Staatengemeinschaft hat es nicht vermocht, seine im Irak-Fall so eindrucksvoll ausgespielte Entschluß- und Durchsetzungskraft erneut unter Beweis zu stellen. Seine Unterstützung für die IAEO blieb matt und unentschieden. Die Verantwortung für die Nichtverbreitungspolitik, die der Sicherheitsrat im Januar 1992 für sich reklamiert hat, wurde im Fall Nordkorea nur mit größter Zurückhaltung wahrgenommen.

Initiative der USA

Bedenklich erscheint, daß die Bereinigung der Nordkorea-Krise am Ende nicht den internationalen Organen zu verdanken war, denen sie eigentlich oblag, sondern der unilateralen Initiative der Vereinigten Staaten. Die amerikanische Regierung hat in ihrem Bestreben, eine Übereinkunft mit Nordkorea zustande zu bringen, wenig Rücksicht auf die multilateralen Institutionen des Nichtverbreitungsregimes genommen. Diese wurden vielmehr vor vollendete Tatsachen gestellt; sie mußten das von den USA ohne internationales Mandat ausgehandelte Verhandlungsergebnis ohne Abstriche hinnehmen und nachträglich gutheißen.

Für die Mitglieder des Atomwaffensperrvertrags ist dies eine problematische Erfahrung. Sie haben am Fall Nordkorea gelernt, daß bei regelwidrigem Verhalten eines Vertragspartners kein zuverlässiger Sanktionsmechanismus bereitsteht; daß eine Konfliktlösung in diesem Fall eher außerhalb des multilateralen Regelwerks als in seinem Rahmen gefunden wird; und daß Illoyalität im Nichtverbreitungsregime mit außergewöhnlichen Zugeständnissen belohnt werden kann. Für die dauerhafte Akzeptanz des Atomwaffensperrvertrags ist das eine schwere Belastung.

8.3.10 Die Auflösung der Sowjetunion

Auflösung der Sowjetunion

Mit dem Zusammenbruch der kommunistischen Herrschaftssysteme Europas an der Schwelle der 90er Jahre entstanden neue Rahmenbedingungen der internationalen Politik. Namentlich die Auflösung der Sowjetunion hat für das nukleare Nichtverbreitungsregime unmittelbare und langfristige Auswirkungen, deren Dimension sich derzeit nur unvollkommen abschätzen läßt. Chancen und Gefahren liegen eng beieinander.

8.3.10.1 Ende des Ost-West-Konfliktes

START-Vertrag

Abbau der Kernwaffenarsenale

Das Ende des Ost-West-Konflikts bedeutete auch das Ende einer langjährigen nuklearen Konfrontation. Die Rolle der Kernwaffen für die Erhaltung einer internationalen Abschreckungsbalance erscheint dramatisch reduziert, ihre zukünftige Rolle ist vorläufig nur undeutlich zu erkennen. Über den 1991 unterzeichneten *START-Vertrag* zur Verminderung der strategischen Waffensysteme hinaus hat auf seiten der USA und der Sowjetunion ein massiver Abbau der Kernwaffenarsenale eingesetzt, dessen Ende nicht ab-

zusehen ist. Die Eliminierung der Kernwaffen selbst ist zur technologischen Herausforderung geworden: Seit 1991 bewilligte der US-Kongreß einen Betrag von mehr als 1 Mrd. $, um der Sowjetunion bzw. ihren Nachfolgestaaten beim Abbau der über 30 000 nuklearen Sprengköpfe und Waffen zu helfen. Wichtiger und schwieriger als die technischen Probleme sind jedoch die politischen, organisatorischen und institutionellen Fragen, die sich bei einer notwendigerweise langwierigen Kernwaffenabrüstung – auch auf internationaler Ebene – ergeben.

hochangereichertes Uran (HEU)

Relativ unproblematisch ist das Verfahren, das für Sprengköpfe und militärische Schiffsreaktoren bestimmte oder in ihnen gebundene hochangereicherte Uran (HEU) durch Vermischung mit Natur- oder abgereichertem Uran in Brennstoff für zivile Leichtwasserreaktoren zu verwandeln. Im Januar 1994 vereinbarten die USA mit Rußland den Ankauf von 500 t HEU aus ehemals sowjetischen Militärbeständen. Der Kontrakt hat eine Laufzeit von 20 Jahren und einen (am derzeitigen Weltmarktpreis für Uran orientierten) finanziellen Rahmen von ca. 12 Mrd. $. Das Material soll ohne große Marktstörungen allmählich in den Brennstoffzyklus der internationalen Kernenergiewirtschaft eingeschleust werden

Waffenplutonium

Viel schwieriger und vorläufig ungelöst ist die Frage, wie mit dem durch Abrüstung frei werdenden Waffenplutonium verfahren werden soll. Im Vollzug der START-Verträge dürften hiervon auf amerikanischer und russischer Seite jeweils mehr als 50 t anfallen. Als Kernbrennstoff (Mischoxid) für Leichtwasserreaktoren ist dieses Material zwar geeignet, das aufwendige MOX-Fabrikationsverfahren steht aber derzeit weder in den USA noch in der ehemaligen Sowjetunion zur Verfügung. Eine Überführung von entmilitarisiertem Waffenplutonium in den zivilen Brennstoffkreislauf würde auf jeden Fall eine Interessen- und Verfahrensabstimmung mit den in der kommerziellen Plutoniumnutzung erfahrenen Ländern (namentlich Frankreich, Deutschland, Großbritannien und Japan) erfordern und die Einrichtung eines zuverlässigen Systems internationaler Sicherungsmaßnahmen voraussetzen. Die Diskussion über ein solches »Internationales Plutonium-Management«, in die auch die Frage der nuklearen Entsorgung hineinspielt, dreht sich im Rahmen der IAEO seit Jahrzehnten im Kreise. Eine baldige Lösung ist nicht abzusehen.

Internationales Plutonium-Management

Andere Optionen zur Beseitigung des Waffenplutoniums (Vermischung mit hochaktivem Abfall, Verglasung und unterirdische Endlagerung, Vergrabung unter dem Meeresboden, Auflösung in den Ozeanen, unterirdische Kernsprengung oder gar Verbringung in den Weltraum) sind technisch, ökologisch, ökonomisch und proliferationspolitisch nicht weniger umstritten. Sie alle können jedenfalls in absehbarer Zeit nicht realisiert werden. Da die Abrüstung der riesigen Kernwaffenbestände noch viele Jahre in Anspruch nehmen wird, muß sich die internationale Aufmerksamkeit bis auf weiteres darauf konzentrieren, eine sichere Zwischenlagerung und Verwahrung des waffengrädigen Materials zu gewährleisten.

sichere Zwischenlagerung waffengrädigen Materials

8.3.10.2 Zerfall der staatlichen Autorität

Der Zerfall der staatlichen Autorität in der Sowjetunion rückte die Probleme der politischen Verantwortung für Kernwaffen ins Blickfeld. Während des August-Putsches 1991 gegen den sowjetischen Präsidenten M. Gorbatschow ging vorübergehend der zentrale Oberbefehl über die Kernwaffen der UdSSR verloren. Bereits vorher waren wachsende Zweifel aufgekommen, ob Zehntausende von nuklearen Sprengköpfen in der auseinanderbrechenden Sowjetarmee noch hinreichend gegen Diebstahl, Raub, Erpressung, terroristische Gewalt, unautorisierten Einsatz oder technische Unfälle gesichert wären. Bei der teilweise chaotischen Auflösung des aufgeblähten militärisch-industriellen Komplexes der Sowjetunion wurden Tausende von wissenschaftlichen, technischen und militärischen Kernwaffenspezialisten freigesetzt; es ist zweifelhaft, ob der unkontrollierte Abfluß ihres Wissens in interessierte dritte Länder eingedämmt werden kann.

ökologische Folgen der Kernwaffen

In der Sowjetunion waren die zivile und militärische Kernenergienutzung von Anbeginn untrennbar verbunden. Alarmierende Berichte über die ökologischen Folgen der Kernwaffenherstellung und -entsorgung, die jahrzehntelang verheimlicht wurden, lassen ein dem Tschernobyl-Desaster vergleichbares Schadensausmaß erkennen. Militärische und zivile Atombehörden sind gleichermaßen diskreditiert. Es ist zu erwarten, daß in beiden Bereichen eine umweltverträgliche Sanierung nicht ohne massive westliche Hilfe möglich sein wird.

Gefahr der illegalen Abzweigung waffenfähigen Materials

Diese Hilfe wird nur dann im notwendigen Umfang geleistet und akzeptiert werden, wenn Geber und Empfänger begreifen, daß sie in ihrem gemeinsamen Interesse liegt. Die Verantwortung für den nuklearen Umwelt- und Objektschutz, für Materialbilanzierung, Sicherheitstechnik und Exportkontrolle liegt bei den nationalen Behörden, aber sie kann nur in internationaler Abstimmung und Zusammenarbeit effektiv ausgeübt werden. Es hilft den westlichen Ländern nichts, wenn sie ihre eigenen Kontrollmaßnahmen perfektionieren, während in den östlichen Nachbarländern gefährliches Kernmaterial außer Kontrolle gerät. Die Aufdeckung einer wachsenden Zahl von Fällen, in denen radioaktives und teilweise waffenfähiges Material aus dem ehemals sowjetischen Bereich illegal abgezweigt und im kriminellen Milieu zahlreicher Länder – auch in Deutschland – feilgeboten wurde, hat in den letzten Jahren die internationale Öffentlichkeit aufgeschreckt. Zur Abhilfe kann der Daten- und Erfahrungsaustausch zwischen Aufsichtsbehörden, Polizei und Geheimdiensten aller betroffenen Länder wahrscheinlich am wirkungsvollsten beitragen.

8.3.10.3 Die nukleare Erbfolge Rußlands

Gemeinschaft Unabhängiger Staaten (GUS)

Die Auflösung der Sowjetunion zum Jahresende 1991 und ihre Ersetzung durch eine *Gemeinschaft Unabhängiger Staaten* (GUS) von zweifelhafter Haltbarkeit drohte einen Pfeiler des internationalen Nichtverbreitungsregimes zum Einsturz zu bringen. Unter den Nachfolgestaaten der UdSSR waren zunächst vier (Rußland, Weißrußland, Ukraine und Kasachstan), die de

facto als Kernwaffenstaaten gelten konnten. Sie beanspruchten die gemeinsame Kontrolle über die strategischen Nuklearsysteme der ehemaligen Sowjetarmee, die noch auf ihrem Territorium stationiert waren. Zwar sprachen sich Anfang 1992 alle GUS-Republiken dafür aus, allein Rußland den Status der Kernwaffenmacht zu überlassen. Bis zur Verwirklichung dieser Absichtserklärung bedurfte es aber noch jahrelangen Tauziehens. Während Weißrußland und Kasachstan dem Atomwaffensperrvertrag 1993 als Nichtkernwaffenstaaten beitraten, suchte die Ukraine noch die auf ihrem Boden verbliebenen sowjetischen Nuklearsysteme als diplomatisches Faustpfand zu nutzen. Im Dezember 1994 vollzog schließlich auch die Ukraine den Beitritt zum Vertrag, nachdem sie von Rußland und den USA in einer gemeinsamen Erklärung eine formelle Sicherheitsgarantie und eine Zusage für die Lieferung von Kernbrennstoffen als Kompensation für das spaltbare Waffenmaterial erwirkt hatte.

Obwohl die Tragfähigkeit dieser Vereinbarung sich in den nächsten Jahren erst noch erweisen muß, ist damit die prekäre Übergangsperiode, in der Teilstaaten einer zerfallenden Atommacht sich in einem zweideutigen Nuklearstatus befanden, wahrscheinlich beendet. Aber die Episode bleibt lehrreich für die Zukunft. Sie verweist auf Probleme, die aufbrechen können, wenn einmal die Russische Föderation selbst – oder eine andere Atommacht – vom territorialen Zerfall erfaßt werden sollte. Und sie erinnert daran, daß der Verzicht auf Kernwaffen im Staatensystem so wenig selbstverständlich ist wie ihr Besitz. Die Sicherheitsgarantie, die sich die Ukraine erkauft hat, könnte auch andere Staaten begehrlich machen.

8.4 Ausblick: Zukunft der Nuklearpolitik

Eine Bilanz der vielfältigen Bemühungen um die Nichtverbreitung von Kernwaffen ergibt ein sehr uneinheitliches Bild. Mit der weltweiten Ausbreitung der Kernenergie wächst die Zahl der Länder, die über die technologische Kapazität für Kernwaffenherstellung verfügen, unaufhaltsam an. Andererseits ist die Zahl der deklarierten Kernwaffenstaaten seit 1964 konstant geblieben. Das internationale Nichtverbreitungsregime erweist sich als eine Quelle ständiger Auseinandersetzungen zwischen den Staaten, aber der Konsens über seine Berechtigung und Notwendigkeit ist in den vergangenen Jahren eher gewachsen. Die »vertikale Proliferation« der Kernwaffen in den Arsenalen der Atommächte hat ihren Zenit überschritten, aber der Weg zur Abschaffung aller Kernwaffen ist kaum kürzer geworden. Die »horizontale Proliferation« wurde eingedämmt, aber der Weg zur Beschaffung von Kernwaffen ist für viele Staaten kürzer geworden. Der Atomwaffensperrvertrag hat sich bewährt, aber sein Bestand ist auch nach seiner formellen Verlängerung nicht zweifelsfrei gesichert.

internationales Nichtverbreitungsregime

In der internationalen Nuklearpolitik wird es in Zukunft nicht genügen, an den Praktiken der Vergangenheit festzuhalten. Neue Ziele und Instrumente müssen hinzukommen, alte möglicherweise aufgegeben werden. In

den vergangenen Jahrzehnten war die Nuklearpolitik vielfach bestrebt, den Status quo zu erhalten, indem nahe beieinanderliegende Problembereiche möglichst getrennt behandelt wurden: friedliche und militärische Kernenergienutzung; Nichtverbreitung und Abrüstung; nukleare und nichtnukleare Rüstungskontrolle; nukleare Sicherheitspolitik und kerntechnische Sicherheit; Technologieverweigerung und Nichtdiskriminierung; Sicherheitspolitik, Energiepolitik und Umweltpolitik. Aber es zeigt sich mehr und mehr, daß die Probleme eng zusammenhängen und nur im Zusammenhang gelöst werden können. Die Überwindung des Status quo kann dabei ebenso eine Konsequenz wie eine Voraussetzung der Problemlösung sein.

Zusammenhang zwischen friedlicher und militärischer Kernenergienutzung

Es ist beispielsweise nicht mehr möglich, die Risiken der internationalen Kernwaffenverbreitung ohne Berücksichtigung der Verbreitung von nichtnuklearen Anschlußtechnologien (Trägersysteme, Computer, Mikroelektronik, Werkstoffe) angemessen zu beurteilen. Auch läßt sich die Verbreitung der Anschlußtechnologien ohne Zusammenarbeit der technologisch führenden Nationen nicht kontrollieren. Die Zusammenarbeit dieser Nationen erfordert nichtverbreitungspolitische Interessenabstimmung. Diese ist nicht möglich ohne einen sicherheits- und machtpolitischen Grundkonsens der wichtigsten Akteure.

Verbreitung von Anschlußtechnologien

Ohne einen solchen Grundkonsens hätte die einmütige Haltung des UN-Sicherheitsrats gegenüber dem Irak nicht zustande kommen können. Sie war erst denkbar nach dem Ende des Ost-West-Konflikts und der Relativierung der nuklearen Abschreckungsbalance zwischen den ehemals verfeindeten Supermächten. Erst zwischen Staaten, die sich nicht mehr existentiell bedrohen, können gemeinsame Wohlfahrtsinteressen wie Verbesserung der kerntechnischen Sicherheit, Umweltsanierung, energiewirtschaftliche Zusammenarbeit oder nukleare Abrüstungskooperation realisiert werden. Gleiches gilt für effektive Sanktionen der Vereinten Nationen gegen einen Staat, der die Regeln der Nichtverbreitung gebrochen hat. In einem spannungsfreien Klima, wie es sich in den Ost-West-Beziehungen seit 1990 durchgesetzt hat, können komplexe nuklearpolitische Problemlösungen konzipiert werden, die im Kalten Krieg ganz ausgeschlossen erscheinen mußten.

Tatsächlich streben die nuklearpolitischen Problemzusammenhänge nach solchen umfassenden Lösungsansätzen. Es ist kein Zufall, daß der russische Präsident B. Jelzin im Jahr 1992 mehrfach in öffentlichen Reden Gedanken aufgegriffen hat, die dem amerikanischen Lilienthal-Baruch-Plan von 1946 (siehe oben, Seite 838) verblüffend nahekamen. Wie damals, als am Anfang des »Atomzeitalters« der Versuch einer globalen politischen Lösung des »Atomproblems« unternommen wurde, der mit der Vision der »One World« alsbald scheiterte, so ist in der Ära der von G. Bush proklamierten »Neuen Weltordnung« jetzt wieder von einer internationalen Institution die Rede, der die Abrüstung und Bewahrung von Kernwaffen zur Gewährleistung ihrer friedlichen Konversion für energiewirtschaftliche Zwecke anvertraut werden sollte. Es kann kaum bezweifelt werden, daß ein solches Projekt, käme es unter Beteiligung führender Nationen zustande, den Atomwaffensperrvertrag stärker und mit einer neuen Legitimation beleben würde.

Stärkung des Atomwaffensperrvertrages

Für die Bundesrepublik Deutschland stellt sich in diesem Zusammenhang die Frage, wie sie als wichtigster Nichtkernwaffenstaat (neben Japan) ihre zukünftige nuklearpolitische Rolle definieren will. Ihrer gewachsenen internationalen Verantwortung wird sie nur gerecht werden, wenn sie in der Nuklearpolitik an führender Stelle für eine multilaterale Ordnungskonzeption eintritt, die dem Westen nützt und dem Osten hilft, ohne den Süden zu diskriminieren. Voraussetzung einer wirkungsvollen Nukleardiplomatie ist freilich, daß die deutsche Politik der (möglicherweise kurzfristig populären) Versuchung zum »Ausstieg aus der Kernenergie« widersteht. Denn nur als kerntechnisch hochentwickeltes Land hat Deutschland auch künftig die Chance, die internationale Nuklearpolitik maßgeblich mitzubestimmen. Vor allem in der Europäischen Union hat es eine gewichtige nuklearpolitische Rolle zu spielen.

wirkungsvolle Nukleardiplomatie

So bestätigt sich abermals die Einsicht, daß die friedliche Nutzung der Kernenergie national und international nur zu verantworten ist, wenn sie gleichzeitig durch Kooperation und Kontrolle, Kompromiß und Konsens, Einschränkung der Handlungsfreiheit und Zusicherung wechselseitigen Vorteils zwischen den Mitgliedern der Staatengemeinschaft einvernehmlich geregelt wird. Eine absolut zuverlässige Garantie gegen einen heimlichen oder offenen, fahrlässigen oder mutwilligen Mißbrauch der Kerntechnik durch einen Staat werden internationale Verhaltensregeln niemals bieten können. Sie bewirken aber in zunehmendem Maße, daß ein solcher Mißbrauch nur noch als unverhüllter Rechts- und Vertrauensbruch gegenüber zahlreichen Partnerstaaten möglich ist. In diesem beschränkten Sinn ist die Parole »Atoms for Peace!« noch immer eine realistische Zukunftsvision.

friedliche Nutzung der Kernenergie

Atoms for Peace!

8.5 Ergänzende Literatur zu Kapitel 8

Barnaby, F.: *How Nuclear Weapons Spread. Nuclear-Weapon Proliferation in the 1990s*, London 1993.

Blix, H. u.a.: *Probleme der nuklearen Nichtverbreitungspolitik. Beiträge zur internationalen Diskussion*, Bonn 1994.

Dunn, L. A.: *Controlling the Bomb. Nuclear Proliferation in the 1980s*, Lexington/Mass. 1982.

Dunn, L. A.: *Containing Nuclear Proliferation*, Adelphi Papers 263, London 1991.

Eisenbart, C. und v. Ehrenstein, D. (Hrsg.): *Nichtverbreitung von Nuklearwaffen. Krise eines Konzepts*, Heidelberg 1990.

Fischer, D.: *Stopping the Spread of Nuclear Weapons. The Past and the Prospects*, London 1992.

Fischer, D. und Szasz, P.: *Safeguarding the Atom. A Critical Appraisal*, London 1985.

Fischer, D. u.a.: *Nichtverbreitung von Kernwaffen. Neue Probleme und Perspektiven*, Bonn 1991.

Ford Foundation: *Nuclear Power – Issues and Choices. Report of the Nuclear Energy Policy Study Group*, Administered by the MITRE Corporation, sponsored by the Ford Foundation. Cambridge 1977. Deutsche Ausgabe: *Das Veto. Der Atombericht der Ford-Foundation*, Frankfurt am Main 1977.

Goldblat, J. (Hrsg.): *Non-Proliferation. The Why and the Wherefore*, London 1985.

Goldschmidt, B.: *Le complexe atomique. Histoire politique de l'énergie nucléaire*, Paris 1980. Englisch: *The Atomic Complex. A Worldwide Political History of Nuclear Energy*, La Grange Park/Ill 1981.

Häckel, E.: *Die Bundesrepublik Deutschland und der Atomwaffensperrvertrag. Rückblick und Ausblick*, Bonn 1989.

Howlett, Darryl und Simpson, John (Hrsg.): *Nuclear Non-Proliferation. A Reference Handbook*, London 1992.

Jones, W. R.; Merlini, C.; Pilat, J. F. und Potter, W. C. (Hrsg.): *The Nuclear Suppliers and Nonproliferation. International Policy Choices*, Lexington/Mass. 1985.

Kaiser, K. und Lindemann, B. (Hrsg.): *Kernenergie und internationale Politik*, München 1975.

Kaiser, K. und Klein, F.-J. (Hrsg.): *Kernenergie ohne Atomwaffen. Energieversorgung und Friedenssicherung*, Bonn 1982.

Karp, R. C.: *Security without Nuclear Weapons?*, Oxford 1992.

Krause, J. (Hrsg.): *Kernwaffenverbreitung und internationaler Systemwandel. Neue Risiken und Gestaltungsmöglichkeiten*, Baden-Baden 1994.

Legault, A. und Fortmann, M.: *Prolifération et non-prolifération nucléaire. Stratégies et contrôles*, Quebec 1993.

Meyer, S. M.: *The Dynamics of Nuclear Proliferation*, Chicago 1984.

Mez, Lutz (Hrsg.): *Der Atomkonflikt. Atomindustrie, Atompolitik und Anti-Atom-Bewegung im internationalen Vergleich*, Berlin 1979.

Müller, H.; Fischer, D. und Kötter, W.: *Nuclear Non-Proliferation and Global Order*, Oxford 1994.

Potter, W. C.: *Nuclear Power and Nonproliferation: An Interdisciplinary Perspective*, Cambridge/Mass. 1982.

Preisinger, J.: *Deutschland und die nukleare Nichtverbreitung*, Bonn 1993.

Prill, N.: *Völkerrechtliche Aspekte der internationalen Verbreitung ziviler Kernenergienutzung*, Berlin 1980.

Scheinman, L.: *The International Atomic Energy Agency and World Nuclear Order*, Washington 1987.

Smyth, Henry De Wolf: *Atomic Energy for Military Purposes*, Princeton 1946. Deutsche Ausgabe: *Atomenergie und ihre Verwertung im Kriege*, Basel 1947.

Spector, Leonard S.: *Nuclear Proliferation Today*, Cambridge/Mass. 1984.

UNO: *Kernwaffen. Studie der UNO*, München 1982.

Walker, William und Lönnroth, Mans: *Nuclear Power Struggles. Industrial Competition and Proliferation Control*, London 1983.

Wilker, Lothar (Hrsg.): *Nuklearpolitik im Zielkonflikt. Verbreitung der Kernenergie zwischen nationalem Interesse und internationaler Kontrolle*, Köln 1980.

Winkler, Theodor: *Kernenergie und Außenpolitik. Die internationalen Bemühungen um eine Nichtverbreitung von Kernwaffen und die friedliche Nutzung der Kernenergie in der Schweiz*, Berlin 1981.

Anhänge

Anhang A: Fachzeitschriften

AGF Forschungsthemen. Zeitschrift der Arbeitgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen, Bonn

Archiv für Elektrotechnik/Archive of Electrical Engineering. Springer Vlg. Berlin

ATOM. Zeitschrift der AEA Technology. London (UK.)

atom-informationen. Deutsches Atomforum e.V. Bonn

Atom und Strom. Frankfurt am Main

Atomwirtschaft – Atomtechnik. Handelsblatt-Verlag Düsseldorf

atw-Broschüren: Kernenergie und Umwelt. Düsseldorf

Bild der Wissenschaft. Stuttgart

BMFT-Journal. Mittlgen. aus d. Bundesministerium für Forschung und Technologie Bonn

Bonner Umwelt & Energie Report. Bonn

Braunkohle Neue Bergbautechnik. RBDV-Verlag Düsseldorf

Brennstoffspiegel. Das deutsche Energiemagazin. Ceto-Verlag Kassel

Brennstoff – Wärme – Kraft – BWK. Zeitschrift des VDI für Energietechnik und -wirtschaft. Düsseldorf

Chemical Engineering and Technology. VCH Verlagsgesellschaft Weinheim

DIN-Mitteilungen + elektronorm. Berlin

Elektrizitätswirtschaft. Zeitschrift der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke VDEW. Frankfurt am Main

Energie. Energie + Technik Verlag Essen

Energie in Europa. Luxemburg

Energietechnik. Leipzig

Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Zeitschrift für Energiewirtschaft

Recht, Technik u. Umwelt. Essen

Erdöl Erdgas Kohle. Urban-Verlag Hamburg

Geothermische Energie. Mittlgs.-blatt der Geothermischen Vereinigung e.V. Geeste

Glückauf. Zeitschrift für Technik und Wirtschaft des Bergbaus. Essen

International Atomic Energy Agency Bulletin. Wien

Jahrbuch der Atomwirtschaft. Handelsblatt-Verlag Düsseldorf

Jahresberichte der EURATOM-Versorgungsagentur. Brüssel

Kerntechnik. Unabh. Zeitschrift für Energiesysteme, Strahlentechnik, und Strahlenschutz. C. Hanser Verlag München

Kernthemen. Bonn

Modern Power Systems. Wilmington Publ. Ltd. Dartford/Kent (UK.)

Naturwissenschaften im Unterricht Physik. Friedrich-Verlag Seelze

nuclear engineering international. Reed Business Publ. Sutton/Surrey (UK.)

Nuclear Europe. Bern

Nuclear Fuel. New York

Nuclear News. Zeitschr. der American Nuclear Society. La Grange Park/Ill. (USA)

Nucleonics Week. New York

NUKEM Market Report on the Nuclear Fuel Cycle. Hanau

Petroleum Economist. London

Recht der Elektrizitätswirtschaft RDE. Heymanns Verlag Köln

Révue Générale Nucléaire. Paris

Spektrum der Wissenschaft. Intern. Ausgabe d. Scientific American. Heidelberg

SVA-Bulletin. Bern

VDI-Nachrichten. Wochenzeitschrift für Technik und Wissenschaft, Wirtschaft und Gesellschaft. Düsseldorf

VGB Kraftwerkstechnik. Intern. Zeitschrift für Technik in Kraftwerken. Essen

VIK-Mitteilungen. Verlag Energieberatung. Essen

Zeitschrift für Energiewirtschaft. Vieweg Verlag Wiesbaden

Zeitschrift für kommunale Wirtschaft. München

Zeitschrift für Rechtspolitik. München

ZVEI-Mitteilungen. Zeitschrift des Zentralverbandes Elektrotechnik- und Elektronik-industrie e.V. Frankfurt

Anhang B: Lexika und Nachschlagewerke

dtv-Lexikon der Physik. 10 Bde. Hrsg. von H. Franke. München 1970

Fischer-Lexikon. Technik und exakte Naturwissenschaften. Frankfurt am Main 1972

Lueger-Lexikon der Technik. Elektrotechnik und Kerntechnik, Grundlagen. Stuttgart 1960

Webers Taschenlexikon »Kernenergie«. Aarau 1985

Verzeichnis der Abbildungen

Verzeichnis der Tabellen

Verzeichnis der Abkürzungen

In der nachfolgenden Liste sind im Handbuch Kernenergie *verwendete Abkürzungen aufgeführt und erläutert. Nur gelegentlich vorkommende und an der Stelle ihres Vorkommens im Text erläuterte Abkürzungen wurden nicht in diese Liste aufgenommen.*

ABB .... ASEA Brown Boveri AG (Kernkraftwerkshersteller)

ABWR .... Advanced Boiling Water Reactor (fortschrittlicher Siedewasserreaktor)

AEA .... Atomic Energy Authority (britische Kernforschungsbehörde)

AEG .... Allgemeine Elektrizitätsgesellschaft

AGF .... Arbeitsgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen

AGR .... Advanced Gas-cooled Reactor (fortgeschrittener Gasreaktor)

ALARA .... as low as reasonably achievable (Strahlenschutzgrundsatz)

ALMR .... Advanced Liquid Metal Reactor (Schneller Versuchs-Brutreaktor)

ALWR .... Advanced Light Water Reactor (fortgeschrittener Leichtwasserreaktor)

ANI .... American Nuclear Insurers (US-Versicherungspool)

AP 600 .... Advanced Power Reactor (fortgeschrittener Druckwasserreaktor)

ASDEX .... Fusionsexperiment im IPP

AtDeckV .... Atomrechtliche Deckungsvorsorge-Verordnung

AtG .... Atomgesetz

AVR .... Arbeitsgemeinschaft Versuchs-Reaktor GmbH

BBU .... Bundesverband Bürgerinitiativen-Umweltschutz e.V.

BDI .... Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.

BER II .... Forschungsreaktor Berlin II

BfS .... Bundesamt für Strahlenschutz

BHKW .... Block-Heizkraftwerk

BImSchG .... Bundes-Immissionsschutz-Gesetz

BLG .... Brennelementlager Gorleben GmbH

BMBF .... Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie

BMFT .... Bundesministerium für Forschung und Technologie

BMU .... Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

BMWi .... Bundesministerium für Wirtschaft
BN-350 .... Schneller 350 MWe Brutreaktor russischer Bauart
BN-600 .... Schneller 600 MWe Brutreaktor russischer Bauart
BNFL .... British Nuclear Fuels plc
BORAX .... Boiling-Reactor-Experiment (experimenteller Siedewasserreaktor)
Bq .... Becquerel
BVerfG .... Bundesverfassungsgericht
BVerwG .... Bundesverwaltungsgericht
BWR .... Boiling Water Reactor (Siedewasserreaktor)
BZA .... Brennelementzwischenlager Ahaus GmbH

CANDU .... Schwerwasserreaktor-Kernkraftwerke kanadischer Bauart
CASTOR .... Cask for Storage and Transport of Radioactive Material
CDU .... Christlich Demokratische Union
CEA .... Commissariat à l'Énergie Atomique (französisches Kernenergie-Kommissariat)
CEGB .... Central Electricity Generating Board (britisches EVU)
CERN .... Centre European de Recherche Nucléaire (Genf)
CDFR .... Conceptual Demonstration Fast Reactor (britisches Brutreaktor-Konzept)
COGEMA .... Compagnie Général des Matières Nucléaire (französische Brennstoffkreislauffirma)
CRBRP .... Clinch River Breeder Reactor Plant (US-Brutreaktor)
CSU .... Christlich Soziale Union

DAtF .... Deutsches Atomforum e.V.
DBE .... Deutsche Gesellschaft zum Bau und Betrieb von Endlagern für Abfallstoffe mbH
DGB .... Deutscher Gewerkschaftsbund
DKVG .... Deutsche Kernreaktor-Versicherungsgemeinschaft
DOE .... Department of Energy (US-Energieministerium)
DPG .... Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.
DWK .... Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen mbH
DWR .... Druckwasserreaktor

EBR .... Experimental Breeder Reactor (Versuchs-Brutreaktor)
EBWR .... Experimental-Boiling-Water-Reactor (Versuchs-Siedewasserreaktor)

EdF .... Électricité de France (französisches EVU)

EFFBR .... Experimental Fast Flux Breeder Reactor (US-Versuchs-Brutreaktor)

EFR .... European Fast Reactor (Europ. Brutreaktor-Projekt)

EFRUG .... European Fast Reactor Utility Group

EG .... Europäische Gemeinschaft

EGKS .... Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl

EIR .... Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung

ENEL .... italienischer Nationalverband für elektrische Energie

ENS .... European Nuclear Society

EPR .... European Pressurised Water Reactor (europäischer Druckwasserreaktor)

EPRI .... Electric Power Research Institute (Forschungsinstitut der US-EVU)

ESA .... European Space Agency

EU .... Europäische Union

EURATOM .... Europäische Atomgemeinschaft

Eurochemic .... Europäische Wiederaufarbeitungsanlage

EVU .... Elektrizitätsversorgungsunternehmen

EWG .... Europäische Wirtschaftsgemeinschaft

EWN .... Energiewerke Nord (Greifswald)

F&E .... Forschung und Entwicklung

FBTR .... indischer 13 MWe Schneller Brutreaktor

FCKW .... Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe

FDP .... Freie Demokratische Partei

FDR .... Fortschrittlicher Druckwasserreaktor (Kernenergie-Forschungsschiff »Otto Hahn«)

FDWR .... Fortschrittlicher Druckwasserreaktor

FFTF .... Fast Flux Test Facility (Versuchs-Brutreaktor in USA)

FH .... Fachhochschulen

Fragema .... französische Brennelementherstellerfirma

Framatome .... französischer Kernkraftwerkshersteller

FR 2 .... Forschungsreaktor Karlsruhe 2

FRF-2 .... Forschungsreaktor Frankfurt 2

FRG-2 .... Forschungsreaktor Geesthacht 2

FRJ-1 .... Forschungsreaktor Jülich 1 (MERLIN)

FRN .... Forschungsreaktor Neuherberg

FS .... Fachverband Strahlenschutz e.V.

GATT .... General Agreement on Tariffs and Trade (Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen)

GCR .... Gas-Cooled Reactor (britische und französische gasgekühlte Reaktoren)

GE .... General Electric (US-Kraftwerkshersteller)

GFAVO .... Großfeuerungsanlagenverordnung

GGR .... Graphit-Gas-Reaktor

GKN .... Gemeinschaftskernkraftwerk Neckarwestheim GmbH

GNS .... Gesellschaft für Nuklear-Service mbH

GRS .... Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit mbH

HAWC .... Highly Active Waste Concentrate (hochaktiver radioaktiver Abfall)

HDR .... Heißdampfreaktor

HEU .... Highly Enriched Uranium (hochangereichertes Uran)

HEW .... Hamburgische Elektricitäts-Werke AG

HMI .... Hahn-Meitner-Institut GmbH (Berlin)

HTR .... Hochtemperaturreaktor

HTWS .... Hochschule für Technik, Wirtschaft und Sozialwesen (Zittau/Görlitz)

HWR .... Heavy Water Reactor (Schwerwasserreaktor)

IAEA .... International Atomic Energy Agency (Wien)

IAEO .... Internationale Atomenergie-Organisation (= IAEA)

ICRP .... International Commission on Radiation Protection (Intern. Strahlenschutz-Kommission)

IEA .... International Energy Agency (Internationale Energie-Agentur, Paris)

IIASA .... Internationales Institut für angewandte Systemanalyse (Laxenburg bei Wien)

INFCE .... International Fuel Cycle Evaluation (Internationale Brennstoffkreislauf-Bewertung)

INPO .... Institute of Nuclear Power Operators (Institut der Kernkraftwerksbetreiber)

IPCC .... International Panel on Climate Change

IPP .... Max-Planck-Institut für Plasmaphysik

ITER .... Internationaler Thermonuklearer Testreaktor

JET .... Joint European Torus (europäisches Fusionsexperiment)

JNFL .... Japan Nuclear Fuel Company Ltd (japanische Brennstoffkreislauffirma)

JOJO .... japanischer Versuchs-Brutreaktor
JOULE .... Programm der Europäischen Union über erneuerbare Energien
JT-60-Upgrade .... japanisches Fusionsexperiment

KBB .... Kernkraftwerk Brunsbüttel
KBR .... Kernkraftwerk Brokdorf
Kerma .... Kinetic energy released in matter
KGR .... Kernkraftwerk Greifswald
KKE .... Kernkraftwerk Emsland (Lingen)
KKI .... Kernkraftwerk Isar (Ohu)
KKN .... Kernkraftwerk Niederaichbach
KKR .... Kernkraftwerk Rheinsberg
KKU .... Kernkraftwerk Unterweser
KMK .... Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich
KNK .... Kompaktes Natrium Kernkraftwerk (Versuchsanlage in Karlsruhe)
KOSINUS .... KTG-Programm zur Kompetenzsicherung für Nukleartechnik
KRB-A .... Kernkraftwerk Gundremmingen A
KTG .... Kerntechnische Gesellschaft e.V.
KWG .... Kernkraftwerk Grohnde
KWL .... Kernkraftwerk Lingen
KWO .... Kernkraftwerk Obrigkeim
KWW .... Kernkraftwerk Würgassen

LAUBAG .... Lausitzer Braunkohle Aktiengesellschaft (Senftenberg)
LEU .... Low Enriched Uranium (leichtangereichertes Uran)
LWGR .... leichtwassergekühlter graphitmoderierter Reaktor
LWR .... Leichtwasserreaktor

MAERP .... Mutual Atomic Energy Reinsurance Pool (US-Versicherungs-Pool)
Magnox .... Magnesium-oxide (britischer gasgekühlter Reaktortyp)
MAJAK .... russische Wiederaufarbeitungsanlage (Tscheljabinsk)
MBV .... Mitteldeutsche Bergbau-Verwaltungsgesellschaft mbH
MIBRAG .... Mitteldeutsche Braunkohlen-Gesellschaft mbH

MITI .... Ministry for International Trade and Industry (japanisches Industrieministerium)

MONJU .... japanischer Schneller Brutreaktor

MOX .... Mixed Oxides (Uran-Plutonium-Mischoxid)

MUF .... Material Unaccounted For (Fehlmenge bei Materialbilanz von Spaltmaterial)

NAGRA .... Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle (Schweiz)

NANO .... Nachrüsten Notstandssysteme (schweizer Nachrüstprogramm für Kernkraftwerke)

NE .... Nuclear Electric plc (britisches EVU für Stromerzeugung in Kernkraftwerken)

NEA .... Nuclear Energy Agency der OECD

NIS .... NIS Ingenieurgesellschaft mbH

NPI .... Nuclear Power International (Kooperation Siemens/Framatom)

NPT .... Non-Proliferation Treaty (Nichtverbreitungsvertrag)

NRC .... Nuclear Regulatory Commission (US-Genehmigungsbehörde für Kernkraftwerke)

NRG Energy Inc. .... amerikanisches Energieunternehmen

NV-Vertrag .... Nichtverbreitungsvertrag (Atomwaffensperrvertrag)

OECD .... Organization for Economic Cooperation and Development (Paris)

OPEC .... Organization of the Petroleum Exporting Countries

OPEN .... Organisation des Producteurs de l'Énergie Nucléaire

PAH .... polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe

PAMELA .... Pilotanlage Mol zur Erzeugung lagerfähiger Abfälle

PEV .... Primärenergieverbrauch

PFR .... Prototype Fast Reactor (britischer Schneller Brutreaktor)

PHWR .... graphitmoderierter Leichtwasserreaktor

PIUS .... Zukunftsprojekt für einen Leichtwasserreaktor

PKA .... Pilot-Konditionierungsanlage

POLLUX .... Endlagerbehälter für direkte Endlagerung ausgedienter Brennelemente

PowerGen plc. .... britisches EVU

PSE .... Produzentensubventionsäqivalent (für Steinkohle)

PSI .... Paul-Scherrer-Institut (schweizer Kernforschungsinstitut)

PUREX .... Plutonium-Uranium-Reduction-Extraction (Wiederaufarbeitung)

PWR .... Pressurized Water Reactor (Druckwasserreaktor)

RBMK .... Leichtwasser-Graphit-Druckröhrenreaktor russischer Bauart
RBU .... Reaktorbrennelement-Union (Siemens AG)
REFUNA .... schweizer Kernkraftwerks-Fernwärme-Programm
RFR .... Forschungsreaktor Rossendorf (Dresden)
RWE .... Rheinisch Westfälische Elektrizitätswerke AG

SBWR .... Siplified Boiling Water Reactor (Siedewasserreaktor)
SDAG Wismut .... Sowjetisch Deutsche Aktiengesellschaft Wismut
SEFOR .... Southwest Experimental Fast Oxide Reactor (US-Versuchs-Brutreaktor)
SIN .... Schweizer Institut für Nuklearforschung
SMR-Studie .... Small and Medium Reactors (Studie von IAEA und OECD-NEA)
SNEAK .... Schnelle Nullenergie-Anordnung Karlsruhe
SNR-300 .... 300 MWe Schneller Natrium-gekühlter Reaktor (Kalkar)
SNR-2 .... Schneller Natrium-gekühlter Reaktor (1 200 MWe Projekt)
SPD .... Sozialdemokratische Partei Deutschlands
STARK .... Schnell-Thermischer Argonaut-Reaktor (Brutreaktor-Versuchsanordnung)
STEAG .... Steinkohlen-Elektrizitäts-Aktiengesellschaft
SUAK .... Schnelle Unterkritische Anordnung Karlsruhe (Brutreaktor-Versuchsanordnung)
SVA .... Schweizerische Vereinigung für Atomenergie
SWR .... Siedewasserreaktor
SWU .... Seperative Work Unit (Uran-Trennarbeitseinheit)

TAE .... Trennarbeitseinheit (Uran-Trennarbeitseinheit)
TVA .... Tennessee Valley Authority (US-EVU)
TA Luft .... Technische Anleitung Luft
TEG .... Teil-Errichtungsgenehmigung
TEXTOR .... Fusionsexperiment (Jülich)
TFTR .... US-Fusionsexperiment
THERMIE .... Forschungsprogramm der Europäischen Union für erneuerbare Energien
THORP .... Thermal Oxide Reprocessing Plant (britische Wiederaufarbeitungsanlage)
THTR .... Thorium Hochtemperaturreaktor
THTR-300 .... 300 MWe Thorium Hochtemperaturreaktor (Hamm-Uentrop)
TMI .... Kernkraftwerk Three Mile Island (Harrisburg)

UEB .... Uranerzbergbau-GmbH

UG .... Urangesellschaft mbH

UNSCEAR .... United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation (Wissenschaftliches UN-Komitee für Bestrahlungseinflüsse)

UP3 .... Usine Production 3 (französische Wiederaufarbeitungsanlage)

USAEC .... US Atomic Energy Commission (US-Atomenergiebehörde)

USEC .... US Enrichment Corporation (US-Uran-Anreicherungsgesellschaft)

UTA .... Uran-Trennarbeit

UTS .... Unité de Travail de Separation (Uran-Trennarbeitseinheit)

VAK .... Versuchsatomkraftwerk Kahl

VDEW .... Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V.

VDI .... Verein Deutscher Ingenieure e.V.

VEAG .... Vereinigte Energiewerke AG (Berlin)

WAA .... Wiederaufarbeitungsanlage

WAK .... Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe

WAW .... Wiederaufarbeitungsanlage Wackersdorf (Projekt)

WEC .... World Energy Council (Weltenergierat)

WEGA-II .... Programm der Europäischen Union über erneuerbare Energien

WHO .... World Health Organization

WIPP .... Wast Isolation Pilot Plant (US-Versuchsendlager für radioaktive Abfälle)

WWER .... Druckwasserreaktor-Kernkraftwerke russischer Bauart

ZWILAG .... schweizer Zwischenlager für radioaktive Abfälle

Namensverzeichnis

Nachfolgend sind die Namen der im **Handbuch Kernenergie** *erwähnten Personen mit ihren für dieses Buch wichtigen Funktionen wiedergegeben. Darüber hinaus kann die Liste keinen Anspruch auf vollständige Aufzählung aller bedeutenden Persönlichkeiten in den Bereichen Kernenergie, Energietechnik oder Energiewirtschaft erheben. Ergänzend sei deshalb auf die zahlreichen Literaturzitate im Text und am Ende eines jeden vollen Kapitels hingewiesen.*

Sachverzeichnis

Im nachfolgenden Sachverzeichnis sind die Seitenzahlen für Hinweise auf Tabellen kursiv und für Hinweise auf Abbildungen **fett** *gedruckt. Erläuterungen der Abkürzungen finden sich, wenn nicht hier angegeben, im* Verzeichnis der Abkürzungen.